

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

О.С. Яндульський

А.Б. Нестерко

О.В. Тимохін

Г.О. Труніна

**РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ
ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ**

Київ

КПІ ім. Ігоря Сікорського

2017

УДК 621.311.07
ББК 31.27-05я73
Я60

*Рекомендовано Вченою радою
Національного технічного університету України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»
(Протокол № 12 від 5 грудня 2016 р.)*

Рецензенти:

В.М. Авраменко, д-р техн. наук,
Національна академія наук України
Інститут електродинаміки

Гурсєєв В.О., канд. техн. наук,
НВ ТОВ «Інфотех»

Відповідальний редактор
М.В. Костєєв, д-р техн. наук, проф.,
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського »

Яндульський О.С.

Я60 Регулювання частоти та потужності електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії [текст]: Монографія / О.С. Яндульський, А.Б. Нестерко, О.В. Тимохін, Г.О. Труніна.- К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017.- 200 с.- Бібліогр.: с.157-173. - 100 пр.

ISBN 978-966-622-395-4

Розглянуто стан та перспективи розвитку систем автоматичного регулювання частоти та потужності, розроблено методи регулювання з використанням відновлюваних джерел енергії, досліджено якість регулювання та запропоновано нові підходи до побудови системи.

Для фахівців, які займаються розробкою та експлуатацією систем автоматичного регулювання частоти та потужності. Може бути корисним студентам і аспірантам електроенергетичних спеціальностей.

**УДК 621.311.07
ББК 31.27-05я73**

ISBN 978-966-622-395-4

О.С. Яндульський
А.Б. Нестерко
О.В. Тимохін
Г.О. Труніна

ЗМІСТ

ЗМІСТ	3
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	6
ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1. СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИКУ СИСТЕМ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ	11
1.1. СТАН ТА НАПРЯМКИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ	11
1.1.1. Об'єднана електроенергетична система України як об'єкт керування	11
1.1.2. Використання інтелектуальних енергосистем Smart Grid.....	13
1.1.3. Система моніторингу перехідних режимів	14
1.1.4. Структура системи керування режимами електроенергетичної системи.....	16
1.1.5. Використання відновлюваних джерел енергії в ОЕС України.....	19
1.2. АНАЛІЗ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА ЧАСТОТУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ	21
1.2.1. Аналіз вимог до паралельної роботи відновлюваних джерел енергії з електричною мережею	21
1.2.2. Оцінка впливу ВДЕ на частоту електроенергетичної системи.....	22
1.3. АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	26
1.3.1. Аналіз існуючих систем керування потужністю відновлюваних джерел енергії.....	29
1.3.2. Вплив інерції відновлюваних джерел енергії на роботу електроенергетичної системи	33
Висновки по 1 розділу	40
РОЗДІЛ 2. МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	42
2.1. РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ	42
2.1.1. Аналіз структури математичної моделі електроенергетичної системи для дослідження процесів регулювання частоти.....	43
2.1.1.1. Математична модель синхронного генератора	43
2.1.1.2. Моделювання системи збудження синхронного генератора.....	46
2.1.1.3. Модель системи автоматичного регулювання частоти електроенергетичної системи.....	49

2.1.1.4. Математична модель мережі	52
2.1.1.5. Математична модель навантаження електроенергетичної системи.....	52
2.1.2. Динамічна модель ОЕС України	54
2.1.3. Аналіз перехідних режимів електроенергетичної системи на основі даних СМПР	57
2.1.3.1. Дослідження методів спрощення моделей електроенергетичної системи на основі спектрального розкладання	59
2.1.3.2. Аналіз методів визначення частоти центрів інерції когерентних груп генераторів на основі даних СМПР	68
2.1.3.3. Ідентифікація динамічної моделі ОЕС України	71
2.2. Дослідження підходів до залучення відновлюваних джерел енергії до регулювання частоти електроенергетичної системи....	81
2.2.1. Аналіз методів регулювання потужності відновлюваних джерел енергії в перехідних режимах	81
2.2.2. Аналіз вимог до забезпечення інерційного відгуку відновлюваних джерел енергії.....	84
2.2.3. Моделювання віртуальної інерції вітрових електростанцій ..	85
2.2.4. Дослідження віртуальної інерції сонячних фотоелектростанцій	96
2.2.5. Методи обмеження генерування ВДЕ для забезпечення резервів потужності для регулювання частоти ЕЕС в перехідних режимах.....	99
2.2.6. Оптимальне керування віртуальною інерцією електроенергетичної системи	102
Висновки по 2 розділу	104
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	106
3.1. РОЗРОБКА МЕТОДУ РЕГУЛЮВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМАХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ	110
3.1.1. Вибір критерію оптимальності регулювання частоти електроенергетичної системи	110
3.1.2. Визначення місць оптимального розташування засобів реєстрації та регулювання частоти ЕЕС	116
3.1.3. Алгоритм роботи центрального регулятора	119
3.1.4. Алгоритм роботи регіонального регулятора.....	122
3.2. РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З УРАХУВАННЯМ ОБМЕЖЕНЬ.....	125
3.2.1. Визначення прогнозу змінних стану і виходу системи	126
3.2.2. Визначення оптимального вектору керування	127
Висновки по 3 розділу	133

РОЗДІЛ 4. ОПТИМАЛЬНЕ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З УРАХУВАННЯМ ОБМЕЖЕНЬ.....	135
4.1. СУМІСНА РОБОТА СИСТЕМ ПРОТИАВАРІЙНОЇ АВТОМАТИКИ ТА ЦЕНТРАЛІЗОВАНОЇ СИСТЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ	135
4.2. ДОСЛІДЖЕННЯ ЯКОСТІ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ЕЕС З УРАХУВАННЯМ ОБМЕЖЕНЬ	137
4.3. ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ СИСТЕМИ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ЕЕС ПІД ЧАС ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМІВ В УМОВАХ НАЯВНОСТІ ЗАТРИМОК В КАНАЛАХ ПЕРЕДАЧІ ДАНИХ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ ІНФОРМАЦІЇ СМІПР	145
4.4. МОДИФІКОВАНА СТРУКТУРА СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ОЕС УКРАЇНИ.....	153
Висновки по 4 розділу	155
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	157
ДОДАТОК А. ВИМОГИ ДО СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМІВ	174
ДОДАТОК Б. ВСТАНОВЛЕНІ В ОЕС УКРАЇНИ РЕЄСТРАТОРИ ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМІВ ТИПУ «РЕГІНА-Ч»	175
ДОДАТОК В. ВІДОМОСТІ ПРО РОЗРОБЛЕНУ ДИНАМІЧНУ МОДЕЛЬ ОЕС УКРАЇНИ	177
ДОДАТОК Д. РЕЗУЛЬТАТИ ІЄРАРХІЧНОЇ КЛАСТЕРИЗАЦІЇ СИНХРОНІЗОВАНИХ ВИМІРІВ ЧАСТОТИ ОБЕРТАННЯ РОТОРІВ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ	184
ДОДАТОК Е. СКРИПТ ВИЗНАЧЕННЯ КОГЕРЕНТНИХ ГРУП ГЕНЕРАТОРІВ НА ОСНОВІ СИНХРОНІЗОВАНИХ ВИМІРІВ ЧАСТОТИ ОБЕРТАННЯ РОТОРІВ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ	186
ДОДАТОК Ж. МАТРИЦІ МОДЕЛІ ЗМІННИХ СТАНУ ЕЕС В НОРМАЛЬНІЙ ФОРМІ, КОЕФІЦІЄНТИ СТАТИЧНОГО ЗВОРОТНОГО ЗВ'ЯЗКУ ТА ВАГОВІ МАТРИЦІ КРИТЕРІЮ ОПТИМАЛЬНОСТІ	191
ДОДАТОК З. СКРИПТ РОЗРАХУНКУ ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМІВ КЕРОВАНОЇ ТА НЕКЕРОВАНОЇ СИСТЕМ.....	193

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АЕС	—	атомна електростанція
АРЗ	—	автоматичний регулятор збудження
АРШ	—	автоматичний регулятор швидкості обертання
БД	—	база даних
БЕС	—	електростанція на біопаливі
ВДЕ	—	відновлювані джерела енергії
ВЕС	—	вітрова електростанція
ВІ	—	віртуальна інерція
ВОЛЗ	—	волоконно-оптичні лінії зв'язку
ВР	—	вторинне регулювання
ВрЕС	—	віртуальна електростанція
ГАЕС	—	гідроакumuлююча електростанція
ГЕС	—	гідроелектростанція
ГРАП	—	груповий регулятор активної потужності станції
ЕЕС	—	електроенергетична система
ЕМ	—	електрична мережа
ЄЕС	—	Єдині енергетичні системи
ІВ	—	інерційний відгук
РВІ	—	регулятор віртуальної інерції
КГГ	—	когерентна група генераторів
КЗ	—	коротке замикання
КП	—	квадратичне програмування
КПД	—	канали передачі даних
ЛЕП	—	лінія електропередачі
МГК	—	метод головних компонент
МНК	—	метод найменших квадратів
НЧК	—	низькочастотні коливання

ОЕС	—	об'єднана електроенергетична система
ПА	—	протиаварійна автоматика
ПК	—	повільна когерентність
ПП	—	перехідний процес
ПР	—	первинне регулювання
ПС	—	електрична підстанція
РГ	—	розподілене генерування
РЕМ	—	розподільна електрична мережа
РПР	—	реєстратори перехідних режимів
САРЧП	—	система автоматичного регулювання частоти та перетоків потужності
СГ	—	синхронний генератор
СЕС	—	сонячна електростанція
СКПР	—	система керування перехідними режимами
СМПР	—	система моніторингу перехідних режимів
ССУ	—	система станційного управління
СЧХ	—	статична частотна характеристика
ТЕО	—	техніко-економічне обґрунтування
ТЕС	—	теплова електростанція
ТЕЦ	—	теплоелектроцентрально
УПМ	—	управління на основі прогнозуючої моделі
ЦІ	—	центр інерції
ЦР	—	центральний регулятор
ENTSO-E	—	(англ. European Network of Transmission System Operators for Electricity) європейська мережа системних операторів
IEEE	—	(англ. Institute of Electrical and Electronics Engineers) міжнародна організація інженерів у галузі електротехніки, радіоелектроніки та радіоелектронної промисловості.

ВСТУП

Відповідно до закону України «Про альтернативні джерела енергії» основними засадами державної політики у сфері альтернативних джерел енергії є нарощування обсягів виробництва та споживання енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), з метою економного використання традиційних паливно-енергетичних ресурсів. Наразі найбільш активно розвиваються такі види ВДЕ, як вітрові і сонячні електростанції.

Розвиток вітрової та сонячної енергетики в Україні сприяє вирішенню низки енергетичних, екологічних, соціальних та економічних проблем, що мають важливе значення для країни.

Разом з тим, в умовах збільшення частки ВДЕ в енергобалансі ОЕС України, набуває особливої актуальності задача регулювання частоти ЕЕС з залученням ВДЕ до керування поточним режимом електроенергетичної системи.

Розвиток електроенергетичних систем (ЕЕС), підвищення вимог до надійності та якості електропостачання разом зі збільшенням частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в загальному енергобалансі ЕЕС визначають необхідність подальшого удосконалення методів та засобів керування режимами ЕЕС.

Характер протікання електромеханічного перехідного процесу в багатомашинній ЕЕС пов'язаний з характеристиками різних елементів електроенергетичної системи. Основний вплив на протікання перехідних процесів зміни частоти системи мають структура електричних зв'язків ЕЕС, характеристики агрегатів та навантажень приєднаних до мережі. Використання ВДЕ як альтернативного синхронним генераторам засобу генерування не повинно призводити до погіршення умов функціонування існуючих систем регулювання частоти. Тому актуальними задачами є

дослідження та розробка нових методів регулювання частоти ЕЕС з ВДЕ в перехідних режимах.

Значний вклад в розвиток теорії, методів та засобів керування режимами ЕЕС, автоматичного регулювання частоти ОЕС України, моніторингу ЕЕС в перехідних режимах внесли колективи Інституту електродинаміки та Загальної енергетики НАН України, Вінницького та Донецького Національних технічних університетів, Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут», Національного університету «Львівська політехніка», Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут», Державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго» та колективи закордонних фірм та дослідних установ Канади, США, країн Європейського союзу, Російської Федерації, серед яких EPRI, Hydro-Quebec, ERCOT, ENTSO-E та Сибірський науково дослідний інститут енергетики. Аналіз нових підходів та методів моніторингу та керування перехідними режимами ЕЕС, в тому числі на основі використання синхронізованих даних системи моніторингу перехідних режимів (СМПР) показав, що розвиток даного напрямку досліджень є актуальним науково-технічним завданням.

На основі впроваджених в ОЕС України комплексів «Регіна-Ч» розпочато створення сучасної технологічної СМПР та системи керування перехідними режимами ЕЕС в режимі реального часу (СКПР). Завдяки СМПР з'являється можливість визначення з високою точністю значення частоти та швидкості її зміни в різних точках ОЕС України, що дозволяє підвищити ефективність існуючих систем регулювання частоти на основі використання уточнених динамічних моделей як окремих елементів, так і ЕЕС в цілому. При цьому задачі та умови функціонування СКПР спрямовані на унеможливлення розвитку системних аварій.

Одним з основних параметрів ЕЕС, який впливає на характер перехідних процесів ЕЕС, є постійна інерції системи. Зменшення постійної інерції ЕЕС при інтеграції ВДЕ з інверторним приєднанням до мережі обумовлено використанням швидкодіючої схеми синхронізації на основі фазового автопідстроювання частоти. Відсутність інерційного відгуку основних типів ВДЕ призводить до збільшення величини електричних моментів синхронних генераторів (СГ) при виникненні аварійних небалансів потужності, що призводить до збільшення динамічного відхилення частоти та зменшення декременту затухання низькочастотних коливань режимних параметрів під час перехідних режимів. Вирішення даної проблеми вбачається у розвитку концепції віртуальної інерції (ВІ) відновлюваних джерел енергії, що передбачає створення на основі ВДЕ засобів керування потужністю, які здатні швидко, на інтервалах біля 0.5с, змінювати вихідну потужність в широких діапазонах, що дозволяє залучити ВДЕ з ВІ до регулювання частоти ЕЕС в перехідних режимах.

Збільшення частки генерування ВДЕ в енергобалансі ОЕС України призводить до погіршення умов функціонування системи автоматичного регулювання частоти ЕЕС. Тому стає актуальною задача розробки нових методів налаштування регуляторів ВІ з урахуванням динамічних характеристик ЕЕС, що потребує дослідження методів ідентифікації моделей ЕЕС на основі даних СМПР та розробки нових підходів до регулювання частоти ЕЕС під час перехідних режимів.

РОЗДІЛ 1. СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИКУ СИСТЕМ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

1.1. Стан та напрямки підвищення ефективності роботи систем керування режимами електроенергетичної системи

Підвищення ефективності роботи систем керування режимами ЕЕС, їх аналіз та автоматизація є одними з найважливіших завдань сучасних досліджень в електроенергетиці. Важливим напрямком досліджень є створення методів і схемо-структурних рішень в побудові систем регулювання для попередження та ліквідації аварій до їх виникнення та визначенні способів виявлення реакції системи на реалізацію керівних впливів. Важливим фактором регулювання є узгоджений вплив по різних каналах управління, адаптація налаштувань захистів, регуляторів та протиаварійної автоматики.

Для формування зручних і надійних критеріїв, що характеризують аварійні та післяаварійні процеси і такі, що виявляють їх тяжкість для системи, необхідно розробити динамічні моделі ЕЕС. Якість процесів ЕЕС при автоматичному регулюванні повинна визначатися специфічними критеріями оптимізації як нормальних, так і перехідних режимів. Такі критерії – інтегральні, які залежать не від виду окремого процесу, а від сумарного впливу на живучість системи, якість і надійність електропостачання споживачів.

1.1.1. Об'єднана електроенергетична система України як об'єкт керування

Об'єднана енергетична система (ОЕС) України – це складний, технічно розвинутий енергетичний комплекс, який забезпечує надійне, безперебійне постачання, виробництво, розподіл і споживання електроенергії.

ОЕС України об'єднує в паралельну роботу теплові (ТЕС, ТЕЦ), атомні (АЕС), гідравлічні (ГЕС, ГАЕС), вітрові (ВЕС) та сонячні (СЕС) електростанції сумарною встановленою потужністю, станом на 31.12.2015 року, 55 468 МВт (без енергогенеруючих об'єктів ВЕС «Крим»).

Таблиця 1.1.

Генеруючі потужності ОЕС України за типами електростанцій

Тип електростанції	Потужність генеруючого обладнання, МВт		
	2015	2020	2025
ТЕС	27723	28015	27466
ТЕЦ	6541	7573	7940
ГЕС	4692	4915	5487
ГАЕС	1510	2614	4410
АЕС	13835	13835	15835
ВЕС, СЕС, БЕС	868	3795	4060

На наступні 10 років планується значне збільшення потужності електростанцій, які працюють на відновлюваних джерелах енергії.

Відповідно до «Плану розвитку генеруючих об'єктів на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, БЕС) по регіонах України на період до 2025 року» розвиток відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії передбачається в наступному обсязі: в 2016 році – збільшення на 1081 МВт, в 2020 році – збільшення на 1848 МВт, в 2025 році – збільшення на 265 МВт. Одночасно з цим, відповідно до плану розвитку Об'єднаної енергетичної системи України та генеруючих об'єктів на альтернативних джерелах енергії, щодо яких видані технічні умови на приєднання на наступні десять років [155] та Національного плану дій з відновлюваної енергетики в межах 10-ти років очікується ріст частки генерування ВДЕ, щонайменше до 4-5 ГВт, що при встановленій потужності ОЕС України (~50 ГВт) складе 8-10%. При цьому у балансі потужності енергосистеми України основні резерви потужності - на ГЕС, не перевищують 9,1%, проти

15% мінімально необхідних [2], що створює дефіцит як маневрових, так і регулюючих потужностей.

У процесі створення сприятливих умов для стійкої і надійної паралельної роботи ОЕС України з системою ENTSO-E, першочерговою проблемою є забезпечення регулювання частоти і потужності в ОЕС України, відповідно до вимог ENTSO-E, вирішення якої залежить від поточного переоснащення та модернізації генеруючих потужностей ТЕС, АЕС і ГЕС ОЕС України.

1.1.2. Використання інтелектуальних енергосистем Smart Grid

Інтелектуальні енергосистеми є однією з найбільш багатообіцяючих і актуальних енергозберігаючих технологій [3], що визначає наступні принципи: активне використання джерел розподіленого генерування, особливо ВДЕ і пристроїв накопичення енергії; використання цифрових пристроїв для: тарифікації з урахуванням рівня споживання; обліку споживання в масштабі реального часу; моніторингу стану мережевого обладнання та своєчасного виявлення пошкоджень; впровадження інформаційних засобів керування генеруванням, передачею, розподілом і обліком споживання електроенергії; використання технології керованих гнучких електропередач змінного струму – FACTS.

Інтелектуальні мережі передбачають використання великої кількості інформаційного, електронного устаткування й обчислювальних потужностей для підтримки своєї цілісності й злагодженості роботи окремих елементів [4].

Технології інтелектуальних енергосистем дозволять з високою ефективністю використовувати енергомережі в умовах розподіленої енергетики (в тому числі і відновлюваної). Технології Smart Grid забезпечують адаптацію енергомереж до впровадження некерованих та

умовно-керованих [5] джерел енергії, об'єднання ВДЕ у віртуальні електростанції (ВрЕС).

Враховуючи складності узгодження процесів генерування, накопичення й споживання електричної енергії, функції ВрЕС повинні забезпечувати можливості оптимального використання ресурсів ВДЕ, забезпечуючи резерви потужності для регулювання частоти при виникненні аварійних небалансів потужності.

1.1.3. Система моніторингу перехідних режимів

Одним з пріоритетів технологічного розвитку ЕЕС є створення та впровадження систем моніторингу перехідних режимів. Ці системи використовуються для підвищення рівня інформаційного забезпечення та якості управління режимами ЕЕС і енергооб'єднань. Особливістю СМПР, на відміну від існуючих систем телеметрії, є часова синхронізація вимірюваних параметрів режимів шляхом використання переданих з супутників сигналів точного часу і висока дискретність реєстрації параметрів, що і визначає широкий спектр їх застосування.

Реєстратори перехідних режимів (РПР) – джерела інформації СМПР, які підтримують синхронізацію через системи GPS і проводять вимірювання наступних параметрів: δ (фазовий кут), U (напруга), I (струм), P (активна потужність), Q (реактивна потужність), ω (частота), T (астрономічний час). Вимірювання відбуваються з періодичністю не менше, ніж 1 раз у 20 мс. Згідно, загальноприйнятого у СМПР, протоколу обміну інформацією – IEEE C37.118, вимірювальна система повинна забезпечувати можливість передачі даних зі швидкістю не менше 128 Кб/с.

СМПР успішно розвиваються у всіх великих енергооб'єднаннях світу [3] і найбільший ефект дають при аналізі причин і наслідків технологічних порушень і системних аварій, при верифікації динамічних моделей ЕС, при оцінюванні станів ЕС, візуалізації поточного стану режиму та вирішенні

задач інформаційного забезпечення оперативно-диспетчерського керування (рис.1.1).

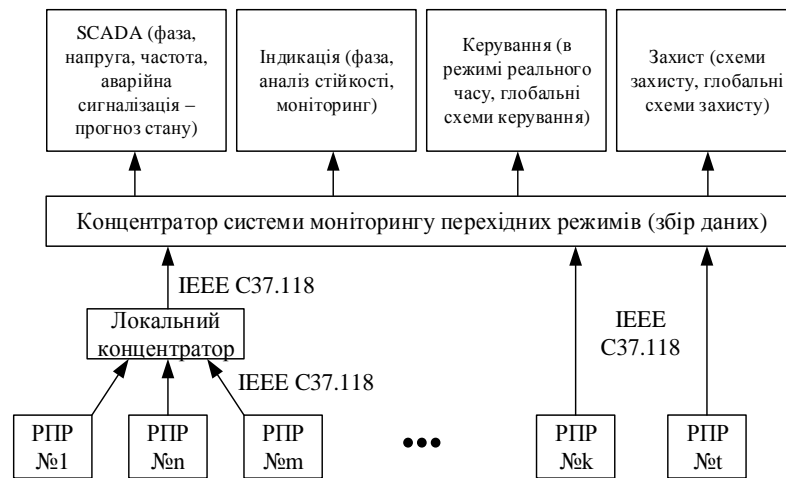


Рис.1.1. Структура системи збору та обробки синхронізованих вимірів

В ОЕС України встановлено 24 РПР (Додаток А). Практичне використання систем моніторингу перехідних режимів вбачається у наступних областях:

1. Верифікація цифрових моделей ОЕС та їх окремих елементів: моделей пристроїв автоматичного регулювання; моделей навантаження для уточнення їх статичних та динамічних характеристик; цифрової моделі ОЕС у цілому.
2. Аналіз аварій, що вже відбулися: розробка методологічного аналізу системних аварій та аварій регіонального рівня; розробка стандартних процедур аналізу аварій.
3. Отримання якісного наближення для розрахунку режиму в реальному часі: використання векторів напруг (модуль та кут) у вузлах мережі, в яких встановлені реєстратори СМПР, дозволяє суттєво зменшити час розрахунку режиму.
4. Моніторинг фазових кутів напруг у вузлах мережі: дає можливість уточнення межі пропускної потужності по окремим лініям та перетину шляхом порівняння розрахункових та вимірних у режимі on-line вузлів напруг.

5. Виявлення та аналіз низькочастотних коливань (НЧК): аналіз амплітуд коливань та характеру їх розповсюдження дозволяє визначити джерело коливань та рекомендувати міри по їх усуненню.

6. Використання даних СМПР для ідентифікації моделі ЕЕС та моніторингу режимних параметрів в режимі реального часу.

7. Формування інформаційної бази централізованої системи автоматичного управління [6].

1.1.4. Структура системи керування режимами електроенергетичної системи

Основні напрями вдосконалення технологічного та організаційно-економічного управління енергосистемою – це розвиток автоматизованих систем управління технологічними процесами об'єктів ЕЕС та автоматизованих систем диспетчерського управління, широке використання обчислювальної техніки, створення систем мережевого обміну інформацією, створення ієрархічних систем автоматичного управління нормальними і аварійними режимами [7].

Актуальним є впровадження систем автоматизованого збору, обробки та узагальнення даних про параметри режиму. Основними показниками вважаються середні, середньоквадратичні й середньозважені значення режимних параметрів, відхилення параметрів від заданих значень, положення регуляторів трансформаторних і автотрансформаторних зв'язків для аналізу ефективності засобів регулювання напруги в системі, тощо.

Для вирішення задачі управління з метою надійного збереження стійкості післяаварійних режимів розглядається комплекс питань, що включає в себе: забезпечення необхідних запасів стійкості до аварійних режимів, моделювання аварійних збурень, моделювання перехідних процесів, вибір ефективного критерію для аналізу статичної стійкості, розробку критеріїв і методів управління післяаварійними режимами [7].

Для обґрунтованого вибору керуючих впливів, що забезпечують живучість енергосистеми, необхідний аналіз динамічних характеристик системи з урахуванням динаміки зміни частоти.

Традиційно, на першому етапі провадження автоматичних систем керування складними об'єктами найбільшого поширення отримують системи децентралізованого керування (рис.1.2).

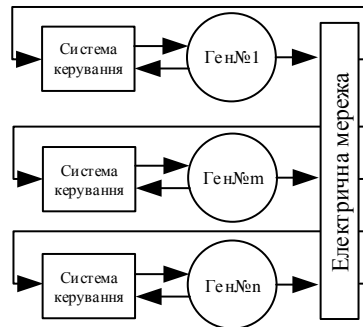


Рис.1.2. Децентралізована структура системи керування

Подальший розвиток ЕЕС супроводжується появою нових вимоги по якості функціонування. При цьому відбувається агрегація задач децентралізованої структури (рис.1.2) до рівня напівцентралізованої структури керування. В напівцентралізованій системі керування не використовується центральний регулятор (ЦР), замість нього рішення про характер та величину керуючих впливів приймають регіональні регулятори засобів керування, що отримують необхідну інформацію з визначених давачів інформації, наприклад РПР (рис.1.3).

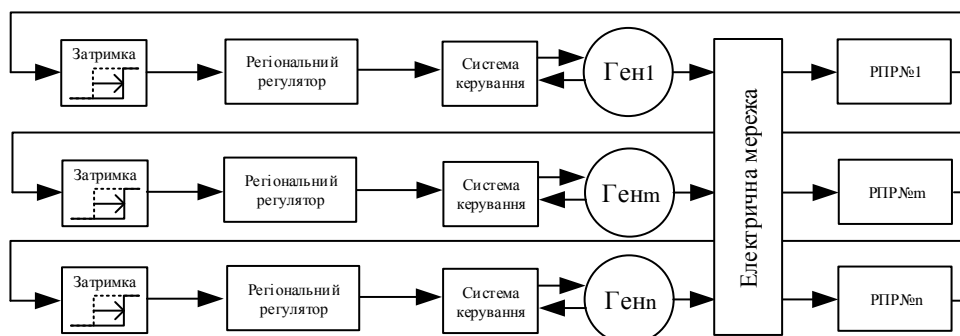


Рис.1.3. Напівцентралізована структура системи керування

Структура системи керування, яка дозволяє найбільш повно та точно сформувати керуючі впливи для досягнення цілей регулювання природно є централізованою.

На рис.1.4 зображена централізована система керування, ЦР якої отримує інформацію про стан об'єкта керування (ЕЕС) за допомогою реєстраторів перехідних режимів. Після обробки отриманої інформації, ЦК передає інформацію про необхідні керуючі впливи безпосередньо до засобів керування.

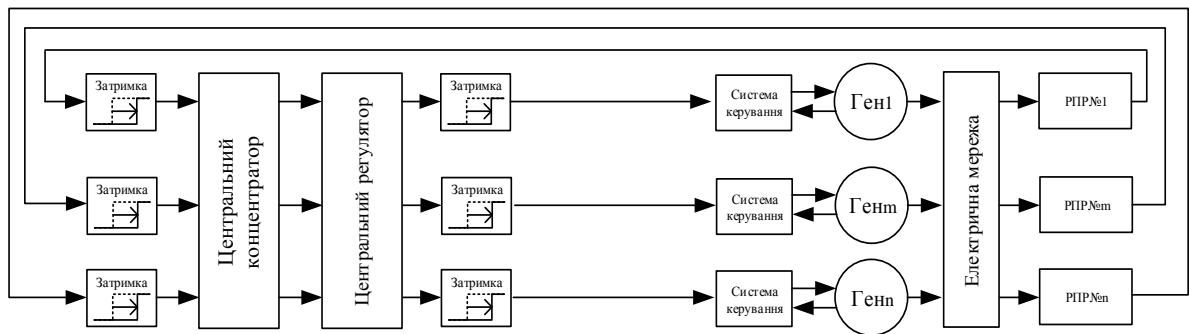


Рис.1.4. Централізована структура системи керування

Основним недоліком централізованої системи керування є менша надійність, порівняно з децентралізованою системою керування та більші експлуатаційні витрати, пов'язані з передачею інформації від вимірювальних органів до ЦР та від центрального регулятора до засобів керування.

З точки зору надійності та ефективності керування оптимальною є ієрархічна структура, яка об'єднує переваги децентралізованої та централізованої системи керування. Ієрархічна структура (рис.1.5) гнучко масштабується, враховуючи особливості керування комплексними об'єктами та дозволяє реалізувати поетапне впровадження системи керування.

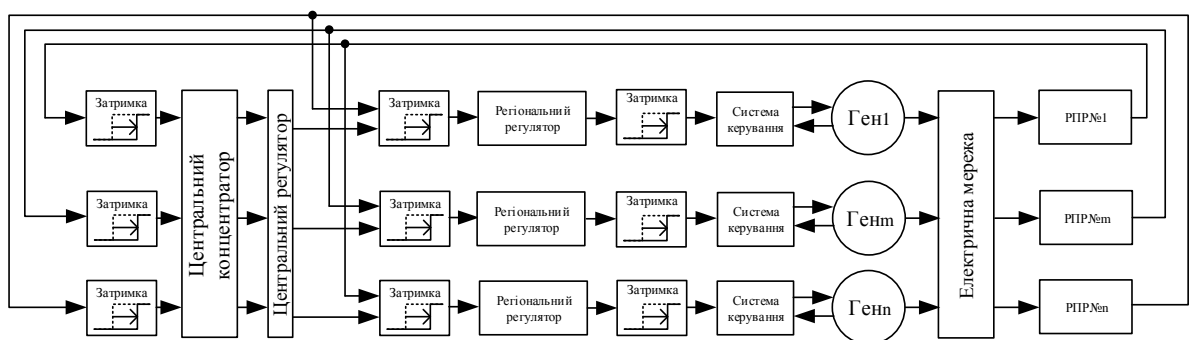


Рис.1.5. Централізована ієрархічна структура системи керування

Основними недоліками реалізації автоматичної системи керування за ієрархічною структурою є висока вартість введення в експлуатацію та наступні експлуатаційні витрати. Проте рівень надійності, що може бути забезпечений централізованою системою керування, виконаною за ієрархічною структурою, є найвищим серед усіх запропонованих структур.

1.1.5. Використання відновлюваних джерел енергії в ОЕС України

ВДЕ належать до класу розподіленого генерування (РГ). Розподілене генерування це принципово нове явище в енергетиці, для якого поки ще відсутнє однозначне загальноприйняте визначення. Так, Інститут інженерів з електротехніки та електроніки (ІЕЕЕ) визначає РГ як генерування електричної енергії за допомогою агрегатів, значно менших за потужністю, ніж централізовані електричні станції, що дозволяє реалізувати підключення даних енергоустановок практично у будь-якій точці енергосистеми. У свою чергу, міжнародна рада по великим енергетичним системам (CIGRE) визначає РГ як будь-яке генерування з максимальною встановленою потужністю від 50 до 100 МВт, яка підключається до розподільних електричних мереж (РЕМ) і наразі не підлягає централізованому плануванню та диспетчеризації.

В [9] дають визначення пристроям РГ з точки зору місць приєднання РГ до мережі і розташування, а не з позиції кількісної оцінки встановленої потужності. Автори визначають РГ як генеруючі установки, підключені до РЕМ або встановлені з споживчого боку відносно межі балансової належності. Останнє визначення є найбільш загальним, оскільки воно не накладає обмежень на технології і встановлену потужність потенційно використовуваних установок РГ.

Тенденція до використання РГ ґрунтується на необхідності підвищення надійності і якості енергопостачання при зменшенні витрат на вироблення, передачу й розподіл електроенергії. В останнє десятиліття

досягнення в області технології проведення високоефективних електричних генераторів малої потужності, подорожчання первинних енергоносіїв і негативний вплив централізованих джерел генерування на навколишнє середовище й кліматичні умови привернули увагу на РГ як на більш дешеву й екологічну альтернативу побудові традиційних електростанцій [10-12].

Основні тенденції, що стимулюють впровадження РГ наступні: безперервне електропостачання, спільне вироблення тепла і потужності (когенерація), покриття навантаження в пікові години; екологічно чисте виробництво електричної енергії, електропостачання за наявності жорстких вимог до надійності і якості, відстрочка модернізації транспортної та розподільної мережі, допоміжні послуги з електропостачання.

Всього по ОЕС України до 2025 року планується побудувати генеруючі потужності на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, БЕС) загальним обсягом 3192 МВт, у тому числі ВЕС - 1855 МВт, СЕС – 1082,7 МВт, БЕС – 164,1 МВт.

Станом на 2013 рік альтернативні джерела виробляли 0.5% від усієї електроенергії в Україні, станом на 2015 рік цей показник збільшився до 1%, проте згідно даним НЕК «Укренерго» у прогнозі на 2025 рік виробіток ВДЕ складатиме 5.6%. Важливо відзначити, що виробіток ГЕС та ГАЕС разом, згідно прогнозів НЕК «Укренерго» складе 8,9% від загальної потужності ОЕС України. В умовах непередбачуваного та змінного генерування ВДЕ це призводить до незбалансованості структури генеруючих потужностей, нестачі ресурсів для виконання задач автоматичного регулювання частоти та потужності.

Особливості функціонування розподіленого генерування, а особливо ВДЕ в умовах збільшення частки відновлюваної енергетики в енергобалансі ОЕС України, обумовлюють актуальність дослідження усталених та перехідних режимів функціонування ОЕС України. Особливо важливо провести аналіз ефективності функціонування системи автоматичного регулювання частоти та потужності ЕЕС зі значною часткою ВДЕ в

енергобалансі. Вирішення даної задачі, серед іншого, потребує створення динамічної моделі ОЕС України з ВДЕ, що дозволить провести дослідження її роботи у перехідних режимах.

1.2. Аналіз впливу відновлюваних джерел енергії на частоту електроенергетичної системи

1.2.1. Аналіз вимог до паралельної роботи відновлюваних джерел енергії з електричною мережею

В Україні вимоги до функціонування ВДЕ у складі ЕЕС описані частково в документах [13-14], згідно яким ВДЕ повинні підтримувати заданий рівень напруги в точці приєднання та приймати участь в регулюванні частоти та потужності ЕЕС при нормальних та аварійних режимах.

Вимоги до паралельної роботи ВДЕ з електричною мережею враховуються при техніко-економічному обґрунтуванні, за результатами якого зробити висновок про вплив ВДЕ на режим роботи мережі та необхідність додаткових заходів по зменшенню негативних наслідків приєднання ВДЕ.

Слід зазначити, що у разі підключення ВДЕ до мережі виникають проблеми, які пов'язані з переоснащенням електричної мережі:

- модифікацією існуючих систем релейного захисту, а також заміною деяких з них на нові;
- зміною струмів короткого замикання, заміною комутаційного обладнання;
- розробкою експлуатаційних схем та технічного забезпечення для роботи ВДЕ в режимі живлення автономних фрагментів мережі при аварії в основний ЕЕС [19].

Проведені в [16] дослідження показали, що в залежності від типу, структури та потужності ВДЕ найбільш поширені три варіанти їх підключення:

- одиночні ВДЕ потужністю до 5 кВт – підключаються до шин 0,4 кВ. При такому підключенні джерела електрична мережа 0,4 кВ забезпечує резервне живлення споживачів. При цьому ВДЕ можуть працювати як автономно, так і паралельно з електричною мережею в режимі генерування електричної енергії. Так як потужність ВДЕ незначна, таке підключення істотного впливу на режими електричної мережі не має.
- одиночні ВДЕ потужністю до 600 (1000) кВт – до шин 6..10 кВ. У такому випадку необхідно вирішувати задачу оптимізації вибору місця підключення ВДЕ, розрахунку режимів мережі, а також розробки нових підходів до вибору типів релейного захисту та автоматики;
- групи ВДЕ (віртуальні електричні станції) з сумарною потужністю 150 МВт і вище - до підстанцій 35..110 кВ. В такому випадку ВДЕ працюють паралельно з ЕЕС і мають вплив на режими електроенергетичної системи на рівні традиційних електричних станцій [16-17].

1.2.2. Оцінка впливу ВДЕ на частоту електроенергетичної системи

Паралельна робота ВДЕ з ЕЕС значно ускладнює розрахунок статичної та динамічної стійкості, при цьому ВДЕ можуть підвищувати межі стійкості системи, оскільки впровадження ВДЕ дозволяє знизити навантаження великих синхронних генераторів і ліній електропередач, зменшити небаланс між навантаженням і генеруванням під час порушення роботи мережі.

У той же час, існує ряд явищ пов'язаних з інтеграцією ВДЕ, що мають негативний вплив на стійкість системи. У першу чергу, це низька постійна інерції малих генераторних установок в порівнянні з потужними СГ та різкозмінна вихідна потужність деяких типів ВДЕ (ВЕС, СЕС), що

утруднює їх використання при централізованому регулюванні [18].

Зважаючи на різноманітність типів та характеристик розосередженого генерування і особливо ВДЕ, характер перехідних режимів в системах з ВДЕ вивчений мало і потребує додаткових досліджень. На рівні приєднання до розподільної мережі ВДЕ перетворює її в активний елементи енергосистеми, що призводить до необхідності зміни принципів управління та експлуатації електричної мережі.

При дослідженні процесів регулювання частоти важливо визначити основні чинники, що впливають на динаміку поведінки об'єкту дослідження.

Спрощено, електромеханічні перехідні процеси зміни частоти в ЕЕС, які можуть бути описані наступною залежністю:

$$2H \frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2} \frac{S_{\text{вст}}}{\omega_s^2} = T_{\text{мех}} - T_{\text{max}} * \sin(\delta) - D * \left(\frac{\partial \delta}{\partial t} \right) = \Delta T \quad (1.1)$$

де ΔT – різниця між механічним та електричним моментом еквівалентного генератора [МВт·с/рад]; H – постійна інерції еквівалентного генератора (2.5-3.5с для ОЕС України) [с]; $S_{\text{вст}}$ – встановлена потужність еквівалентного генератора [МВА]; $T_{\text{мех}}$ – механічний момент еквівалентного генератора [МВА·с/рад]; δ – зміна кута повороту ротора еквівалентного генератора [рад]; T_{max} – максимальний електричний момент еквівалентного генератора [МВА·с/рад]; D – коефіцієнт демпфування еквівалентного генератора [МВА·с²/рад²].

З рівняння (1.1) можна виділити основні параметри, які можуть впливати на динаміку процесу зміни частоти:

- небаланс моментів в енергосистемі ΔT ;
- постійна інерції H ;
- параметри регулятора швидкості, які впливають на механічний момент $T_{\text{мех}}$ (постійні часу наростання та спаду потужності, постійні часу електрогідравлічних сервомеханізмів і т.п.);

- T_{max} – залежить від опору еквівалентного перетину, типу і параметрів автоматичного регулятора напруги, використання пристроїв FACTS. Передача по слабкому перетину (з відносно низькою пропускну здатністю) може затримати реакцію частотних регуляторів або протиаварійної автоматики;
- коефіцієнт демпфування D ;
- регулюючий ефект навантаження має значний вплив на процес регулювання. Він визначається частотною залежністю навантаження (СЧХ – 4%/Гц для ОЕС України) і залежністю потужності навантаження від напруги – СХН.

Значення постійної інерції системи визначається кількісними та якісними характеристиками синхронних агрегатів, що в основному складаються з синхронних генераторів на атомних, теплових і гідроелектростанціях [20]. У синхронних агрегатів статор електрично приєднаний до генераторного розподільного пункту, а ротор механічно з'єднаний з турбіною. При збуренні, що призводить до зміни балансу потужностей в системі, небаланс проявляється в зміні частоти обертання синхронних машин. При порушеннях балансу потужності, реакція зміни кінетичної енергії, як правило, проявляється у протидії змінам в частоті обертання роторів синхронних генераторів електрично приєднаних до мережі.

Рівняння (1.2) визначає кількість енергії, яка буде вивільнена при зміні частоти від номінального значення ω_n до ω_i у вигляді інерційного відгуку.

$$\Delta E_k = E_{k0} - E_{k1} = \frac{1}{2}J(\omega_n^2 - \omega_i^2) \quad (1.2)$$

де J – момент інерції еквівалентного генератора [кг м²].

Зважаючи на те, що рівень споживання та генерування постійно змінюються, системні оператори проводять оперативну або плановий перерозподіл потужності з метою підтримки рівнів генерування відповідних до рівнів навантаження, що призводить до зміни в часі значення постійної

інерції системи; цей процес є природною властивістю електричної системи. Коли генеруюча станція від'єднується від мережі, її кінетична енергія стає недоступною. Дослідження роботи ЕЕС з ВДЕ в острівному режимі в умовах стохастичного генерування відновлюваних джерел енергії показали [156], що низький рівень системної інерції (дефіцит резервів кінетичної енергії синхронних обертових мас) призводить до збільшення частки навантаження синхронних генераторів при початковому розподілі небалансу (при збуреннях) (рис.1.6).

Важливо зазначити, що кінетична енергія кожного генератора не залежить від поточного генерування агрегату, а залежить тільки від фізичних характеристик машини та поточної частоти в мережі.

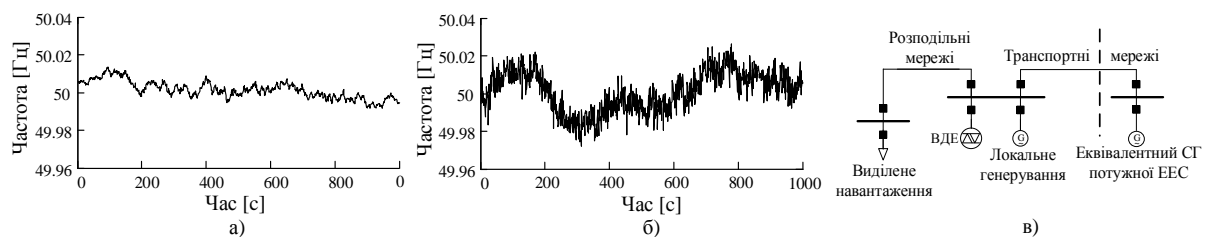


Рис.1.6. Результати розрахунку частоти системи: а) в режимі паралельної роботи з потужною ЕЕС; б) при автономній роботі

Таким чином особливо слід відзначити вплив інтеграції ВДЕ на частоту та динамічні характеристики як ЕЕС в цілому так і окремих її частин. Зменшення інерції окремих частин ЕЕС призводить до пришвидшення електромеханічних перехідних процесів зміни частоти обертання роторів СГ, що веде до необхідності підвищення вимог до швидкодії систем РЗА та ПА. Вирішення проблем зменшення запасів кінетичної енергії ЕЕС потребує розробки нових математичних моделей ЕЕС та обґрунтування розвитку систем електропостачання, аналізу їх режимів і управління ними.

1.3. Автоматичне регулювання частоти та активної потужності електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії

Баланс між генеруванням та навантаженням є однією з основних вимог експлуатації енергетичних систем. На практиці використовуються різні рівні управління для гарантування балансу, починаючи від первинного регулювання частоти на секундних інтервалах до планування режимів електростанцій на річних інтервалах.

Таблиця 1.2

Види регулювання частоти та активної потужності

Тип регулювання	Часовий інтервал	Мета регулювання
Інерційний відгук	0-5 с	Зменшення швидкості зміни частоти
Первинне регулювання частоти	4-30 с	Балансування потужності в перехідному режимі
Вторинне регулювання частоти	30с-15 хв	Балансування потужності в усталеному режимі
Диспетчеризація	5 хв	Надійна роботи системи

Активні періоди трьох рівнів управління (рис.1.7) повинні враховувати потужність системи і її динамічні характеристики. У великих енергосистемах, первинні резерви управління активуються в перші 15-30 с, тоді як в автономних мережах (островах) з ВДЕ або малих ЕЕС цей час повинен бути суттєво меншим, що пов'язано зі збільшенням частки навантаження на синхронні генератори при початковому розподілі небалансу.

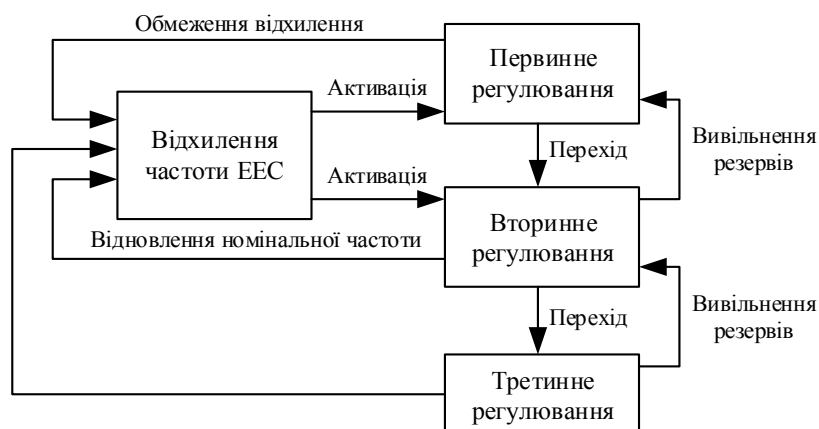


Рис.1.7. Рівні регулювання частоти в мережі

Найбільш поширеним методом управління, як для класичних систем так і для систем зі значною часткою ВДЕ, є метод оснований на статизмі, який виражається залежністю:

$$S_{уст} = \frac{\Delta f_{сист}}{\Delta P_{рег}} \quad (1.3)$$

Цей метод використовується при децентралізованому управлінні для розподілу часткового завантаження кожного блоку без використання високошвидкісних ліній зв'язку між центральним регулятором мікромережі та відповідними одиницями, а при централізованому управлінні для оптимального управління частотою.

Згідно вимог галузевих документів в ОЕС України первинне регулювання (ПР) активується при відхиленні частоти більше, ніж на ± 20 мГц (сума похибки ± 10 мГц та зони нечутливості регулятора ± 10 мГц). Час активації ПР складає 30 с (50% – в перші 15 с, від 50% до 100% – зростає лінійно). Після стабілізації перехідного процесу відхилення частоти не повинно перевищувати ± 180 мГц.

Відповідно до проведених досліджень [21] резерв ПР для ОЕС України повинен складати ± 185 -190 МВт. Відповідно до [23] діапазон ПР кожного блоку повинен складати 5-10% від встановленої потужності, враховуючи можливі планові і аварійні ремонти обладнання.

Враховуючи вищесказане, необхідно додатково забезпечити первинне регулювання на 33-35 блоках потужністю 200 та 300 МВт. Резерв вторинного регулювання (ВР) повинен відповідати 450-500 МВт на розвантаження і 1000 МВт на навантаження. Наразі існує дефіцит маневрених та резервних потужностей ОЕС України, дефіцити сягають 8000 МВт у період максимального зимового навантаження та біля 5000 МВт у літній період [24].

В умовах інтеграції ОЕС України в ENTSO-E, аналіз результатів випробувань показав [24], що у даний час, окрім Бурштинської ТЕС, існуючі характеристики енергоблоків ТЕС, блокових і станційних систем керування

не відповідають вимогам ENTSO-E щодо регулювання частоти і потужності.

Результати випробувань на 17-ти енергоблоках показали, що:

- зона нечутливості АРШ перевищує ± 80 мГц (ENTSO-E нормує зону нечутливості на рівні ± 10 мГц).
- чутливість системи регулювання – $50 \div 100$ мГц (згідно вимог ENTSO-E – 20 мГц).

ВР має на меті відновлення номінальної частоти і активується одночасно з ПР, проте постійна часу, що характеризує його динаміку значно вище (принаймні в десять разів). Таким чином ці два рівні регулювання розділені у часі. ВР пов'язане з пропорційно-інтегральною (ПІ) дією, яка повільно встановлює частоту на задане значення. У той час як у класичній енергосистемі, ПІ-регулятор застосовується для усунення помилки управління, яка виражає небаланс активної потужності [27], у випадку ж маломасштабних мереж легше застосувати компенсації безпосередньо на відхилення частоти. Таким чином, модель ВР може бути записана у формі:

$$\Delta P_f(t) = K_{Pf} * \Delta f + K_{If} * \int \Delta f dt, \quad (1.4)$$

де K_{Pf}, K_{If} – пропорційний та інтегральний коефіцієнти; ΔP_f – корекція по виходу регулятора; Δf – відхилення частоти мережі після первинного регулювання (статична помилка).

Вторинне регулювання можна застосовувати централізовано [28], або децентралізовано – до кожного блоку [29], однак перше рішення має ряд переваг. При роботі з декількома розподіленими ПІ-регуляторами, які впливають на один параметр, тобто частоту, будь-яка (навіть незначна) помилка у вимірюваннях, яке неминуче присутня, інтегрується з часом і призводить до дисбалансу активної потужності між блоками.

До автоматичного ВР в ОЕС України підключені 6 агрегатів Дніпровської ГЕС-1 загальною потужністю 432 МВт, що недостатньо для компенсації втрати енергоблоку 1000 МВт.

За відсутністю необхідного обсягу резервів автоматичного вторинного регулювання частоти і потужності в ОЕС України зміна балансу при зниженні потужності електростанцій чи при коливанні споживання в ОЕС України частково компенсується за рахунок вводу резервів потужності ГЕС, підключених під автоматичне вторинне регулювання, а також за рахунок зміни навантаження працюючих енергоблоків ТЕС і ГЕС у ручному режимі по команді диспетчера НЕК «Укренерго».

Для забезпечення резерву 500 МВт з урахуванням планових і аварійних ремонтів до системи автоматичного вторинного регулювання необхідно підключити близько 30 блоків ТЕС.

При інтеграції ВДЕ важливо враховувати, що даним джерелам притаманна низька інертність, висока маневреність, малі постійні часу. У більшості випадків ВДЕ мають при собі необхідні автоматичні регулятори збудження проте, переважно не обладнані системами керування частотою та активною потужністю. Зважаючи на те, що з часом, їх вплив на баланс потужності ставатиме все більш вираженим – необхідно розробити ефективні підходи до залучення ВДЕ до процесів керування потужністю [25-26], з метою регулювання частоти ЕЕС та перетоків потужності в аварійних, утяжнених та перехідних режимах.

1.3.1. Аналіз існуючих систем керування потужністю відновлюваних джерел енергії

Системи керування ВДЕ відіграють важливу роль, забезпечуючи надійність електропостачання за різних режимів роботи мережі. Кожен з підходів до керування ВДЕ або ВрЕС має переваги перед іншими в певних режимах роботи. При цьому важливу роль відіграє те, яким буде режим роботи джерела стосовно мережі.

Дослідження режимів роботи ВДЕ [30-32] показали ефективність наступних підходів: автономна робота, при цьому не виключається

можливість при виході з ладу ВДЕ живлення його навантаження від електричної мережі; паралельна робота з мережею. При виникненні аварійної ситуації ВДЕ та навантаження можуть відділитися від електричної мережі на автономну роботу.

Перший підхід до роботи найбільш простий у реалізації, тому що він не вимагає синхронізації з зовнішньою мережею, відсутні перетоки потужності в будь-якому режимі роботи. У другому – система керування ВДЕ повинна буде керувати об'ємом генерованої потужності, підтримуючи в такий спосіб постійну частоту, виробляючи необхідний обсяг активної та реактивної потужності, взаємодіючи у разі перевантаження з резервуючими або акумулюючими енергооб'єктами.

Якщо в мережі встановлені ВДЕ, сумарна потужність яких не покриває значної частки навантаження (до 20%), то основними технічними завданнями, розв'язуваними системою керування самостійно, без участі диспетчера, будуть підтримка заданого рівня генерованої потужності та дотримання заданої якості електроенергії. Для вирішення завдання керування ВДЕ в роботах [33, 34] запропонована структура системи автоматичного керування частотою та потужністю вітрової електростанції з турбінами зі змінною швидкістю обертання, передбачає дворівневу систему керування.

Для вирішення задачі оптимізації встановленої потужності та розташування ВЕС авторами [35] було проаналізовано масив вимірів швидкості вітру, рівнів споживання з годинним інтервалом на обмежених територіях. Аналіз мав на меті визначити вплив ВЕС на погодинні небаланси електроенергії обраного регіону. Отримані результати свідчать про необхідність застосування додаткових засобів оперативного «вирівнювання» графіку генерування регіону так само як і дослідження [36 - 37] свідчать про необхідність компенсації впливу вітрових електростанцій на коливний характер та величину міжсистемних перетоків.

Автори [38] зазначають, що зважаючи на те, що величина оперативних резервів потужності, залучених до компенсації небалансів викликаних ВДЕ

буде зростати, резерви необхідні для підтримки системної частоти будуть відповідно зменшуватися. Запропонована в [39] схема використання споживачів-регуляторів дає змогу вирішити проблему скорочення резервів в регіонах зі значною часткою відновлюваного генерування. Отримані в роботах [40-41] результати досліджень по залученню сонячних фотоелектростанцій до регулювання частоти показали, що маневрені характеристики СЕС дозволяють реагувати на виникнення можливих небалансів до десяти разів швидше (~ 0.5 с) порівняно з традиційними тепловими блок-генераторами.

Зважаючи на умовно-непередбачуваний характер генерування, системи ВДЕ не можуть розглядатися як основний гарячий або оперативний резерв для регулювання частоти. Проте затребувані функції швидкого реагування на можливі виникнення небалансів ВДЕ можуть виконувати більш ефективно порівняно з традиційними типами генерування. Дослідження [42] показали, що швидкі зміни у потужності одиночних ВДЕ здебільшого компенсуються значними механічними та термодинамічними постійними часу та зонами нечутливості в контурах керування тепловими електростанціями. Проте у випадку значного генерування ВДЕ в регіоні, необхідно розроблювати методи планування оперативних резервів з урахуванням впливу ВДЕ на ЕЕС [43].

В роботі [44] розглянуто географічну розосередженість ВЕС як один з факторів зменшення непередбачуваності та мінливості генерування. Отримані результати свідчать про близьку до нуля кореляцію географічно розосереджених ВЕС, що дає змогу стверджувати про «середньостатистичну» постійність генерування. Результати аналізу вітропарку встановленою потужністю 202 МВт [45], показали, що агрегування ВЕС дає значну економію оперативних резервів. Так відокремленому вітропарку (202 МВт) необхідно додатково 18.2 МВт резервів для компенсації мінливості, в той самий час вітропарку (202 МВт) у складі агрегованої, територіально розосередженої системи необхідно

9,4 МВт, тобто економія складає 48%, а аналіз енергосистеми Великобританії показав [46], що на 10ГВт встановленої потужності ВЕС необхідно 126-192 МВт оперативних резервів теплових електростанцій. Дослідження проведені в енергосистемах Німеччини та Данії [47] показали, що для підтримки частоти в заданих межах, на кожні 1000МВт встановленої потужності ВЕС маневрений резерв повинен забезпечувати додатково 6,6 МВт/хв.

Генерування при зниженні напруги. В умовах інтенсивної інтеграції ВДЕ в структуру ЕЕС системні оператори вводять додаткові вимоги по приєднанню до мережі. Однією з основних вимог мережевих кодексів стосовно приєднання потужних систем ВДЕ до ЕЕС зі значною часткою генерування вітрових, сонячних та інших нетрадиційних джерел енергії є підтримання генераторного режиму при зниженні напруги мережі (ГРЗН).

Необхідність ГРЗН обґрунтована небезпекою каскадних відключень станцій регіону (і подальшого утягнення режиму) внаслідок збурень, які часто мають місце (КЗ, підключення навантаження, тощо).

Окрім вимоги залишатися під'єднаним мережеві кодекси також регламентують підтримку напруги (шляхом керування реактивною потужністю) зі сторони ВДЕ. Зважаючи на необхідність генерування реактивної потужності в умовах заниженої напруги (активна та реактивна потужність ВДЕ знижується пропорційно квадрату напруги) в аварійних ситуаціях станція може розвантажитися по активній потужності для підтримки мережі по реактивній потужності. Це призводить до виникнення небалансу активної потужності. Тому мережеві кодекси регламентують часові інтервали відновлення генерування активної потужності в післяаварійних режимах. Так ВДЕ повинно відновити доаварійні рівні активної потужності генерування через 0.5 с після відновлення напруги до 90% доаварійної.

Виконання вимог мережевих кодексів по ГРЗН обумовлює необхідність використання швидкодіючих (в межах зміни 100% потужності за 0.05-0.5с) засобів регулювання потужності основних типів ВДЕ.

Для вітрових електричних станцій з постійною частотою обертання ротора для виконання вимог ГРЗН, системи аеродинамічного контролю повинні швидко реагувати на збурення (розвантаження) з метою обмеження швидкості обертання ротора.

Для ВЕС з подвійним живленням та інверторним приєднанням ГРЗН досягається шляхом модернізації системи керування видачі потужності. Ефективне керування ВЕС (зі змінною швидкістю обертання ротора) в перехідних режимах може бути досягнене шляхом використання кінетичної енергії обертових мас станції (ротора). Кінетична енергія ротора забезпечує «буфер» по потужності до активації систем аеродинамічного керування.

Відсутність обертових мас, для сонячних електростанцій може бути компенсована введенням обмеження по генеруванню. При цьому ГРЗН може бути забезпечене як шляхом розвантаження СЕС по активній потужності – завантаженням по реактивній, так і видачею додаткової, резервної потужності в мережу.

1.3.2. Вплив інерції відновлюваних джерел енергії на роботу електроенергетичної системи

Важливо відзначити, що нові методи виробництва електроенергії з використанням ВДЕ можуть привести до дефіциту необхідних рівнів системної інерції.

Деякі типи ВДЕ використовують термодинамічний цикл для виробництва електроенергії. Принцип роботи таких джерел базуються на відборі тепла при спалюванні біоматеріалу або концентрованого сонячного випромінювання для подальшого нагріву рідини, щоб обертати парову

турбіну. У цих випадках генератор – синхронна машина, і інерція цієї машини буде додана в системну.

З іншого боку, джерела енергії, що використовують силові напівпровідникові перетворювачі для виробництва змінного струму не мають природнього зворотного зв'язку через електричне з'єднання між частотою системи і власною кінетичною енергією.

Силові напівпровідникові перетворювачі здатні забезпечити синхронізацію та видачу потужності в електроенергетичну мережу для вітрових турбін зі змінною частотою обертання, фотоелектростанцій та станцій на паливних елементах [48]. Переважно, потужність одиничного інвертора складає від 1кВт до декількох МВт. Генератори (первинні джерела енергії), що приєднані через силові перетворювачі зазвичай не вважаються «надійними» джерелами енергії і тому не розглядаються як засіб диспетчерського управління. Інверторне приєднання «електрично відділяє» первинні джерела енергії від основної мережі. Система фазового автопідстроювання частоти контролюють частоту в точці приєднання та синхронізують широтно-імпульсний модулятор з частотою мережі.

Фотоелектричні системи не мають рухомих частин і, немодифіковані, не мають інерційного відгуку. Перетворювачі потужності, що використовуються в цих системах, як правило, орієнтовані виключно на оптимізацію процесу екстракції енергії і, отже, їх потужність, як правило, є тільки функцією сонячного випромінювання і не залежить від режимних параметрів. Відсутність зворотного зв'язку означає, що вихідна потужність фотоелектричної системи не буде здійснювати підтримку частоти (у вигляді інерційного відгуку) мережі при аварійних небалансах. Аналіз ЕЕС зі значними рівнями генерування потужності ВДЕ обумовлює необхідність врахування ефектів зменшення інерції ЕЕС та її окремих частин на запаси стійкості системи.

В той же час силова електроніка фотоелектричних електростанцій, як правило, призначена для роботи у вузькому діапазоні системних параметрів,

і якщо цей діапазон перевищений, перетворювач ізолює себе для самозахисту [54], збільшуючи дефіцит потужності в мережі.

На відміну від сонячних батарей, вітрові турбіни мають рухомі частини і, відповідно, під час роботи мають запас кінетичної енергії. Деякі вітрові турбіни працюють на фіксованій швидкості обертання, і можуть бути підключені безпосередньо до мережі. Вітрові турбіни з постійною швидкістю обертання, використовують редуктор для узгодження з частотою мережі. Значна інерція (запас кінетичної енергії) вітротурбін з постійною частотою обертання здатен підтримувати частоту ЕЕС під час виникнення раптових небалансів електричної потужності. Даний вид турбін здатен забезпечити інерційний відгук, подібний за природою до інерційного відгуку синхронних генераторів [18].

Отже підсумовуючи вищесказане, негативний вплив використання ВДЕ з інверторним приєднанням в ЕЕС обумовлений наступними факторами: зменшення СЧХ системи; зростання аварійних небалансів, що приходяться на одиницю синхронної потужності; збільшення швидкості протікання електромеханічних перехідних процесів; підвищення ймовірності порушення коливної статичної стійкості.

Розглядаючи одномашинний еквівалент ОЕС України постійна інерція (H) електроенергетичної системи, яка характеризує запас кінетичної енергії обертових мас електрично приєднаних агрегатів електричних станцій визначається на рівні 5-6 с. В залежності від режиму ЕЕС визначаються склад і перелік електричних станцій приєднаних до ЕЕС, внаслідок чого зміна в часі величини інерції є природною властивістю ЕЕС. Під час збурення накопичена в синхронних обертових масах кінетична енергія забезпечує швидкодіючу реакцію на збурення, до дії первинних регуляторів частоти. Таким чином у перші секунди після збурення постійна інерція визначає швидкість зміни частоти ЕЕС

$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_c}{2H} (T_{\text{мех}} - T_{\text{ел}}(\delta))$ (у в.о.) – збільшення компоненти $\frac{d^2\delta}{dt^2}$ при зменшенні компоненти Н) [55].

При зменшенні системної інерції, при збуреннях, перехідні процеси будуть протікати швидше; аналіз кутової стійкості ротора генератора [56] показав, що критичний час ліквідації трифазного металічного КЗ на шинах генератора (при $T_e = 0$) виражається залежністю:

$$t_{\text{кр}} = \sqrt{\frac{4\delta_{\text{кр}}}{\omega_0} \frac{H}{T_{\text{мех}}}} \quad (1.5)$$

Зважаючи на тенденцію до зменшення відношення $\frac{H}{T_{\text{мех}}}$ (1.5), результуючий критичний час ($t_{\text{кр}}$) зменшується.

Згідно РД 34.20.576-94, за вимогами до стійкості енергосистем, нормуються мінімальні коефіцієнти запасу статичної аперіодичної стійкості по активній потужності в перетинах і по напрузі в вузлах навантаження.

Коефіцієнт запасу статичної стійкості по активній потужності визначається:

$$K_p = \frac{P_{\text{гр}} - (P + \Delta P_{\text{нк}})}{P_{\text{гр}}} \quad (1.6)$$

де $P_{\text{гр}}$ – граничний перетік активної потужності в перетині; P – розрахунковий перетік в перетині; $\Delta P_{\text{нк}}$ – амплітуда нерегулярних коливань активної потужності в цьому перетині.

Змінна природа генерування потужності ВДЕ призводить до збільшення $\Delta P_{\text{нк}}$. Для того, щоб значення K_p залишалося у визначених межах (0.2 для нормальних та утяжнених режимів та 0.08 для вимушених) необхідно зменшувати значення $P_{\text{гр}}$, що веде до зменшення ефективності використання перерізу – його недозавантаження. Обмеження та резервування потужності ВДЕ дозволяє зменшити рівень нерегулярних коливань за рахунок вирівнювання графіку генерування ВДЕ.

Окрім нерегулярних коливань, викликаних змінним генеруванням ВДЕ багатомашинним ЕЕС притаманні проблеми наявності

низькочастотних коливань (НЧК) потужності та інших режимних параметрів в діапазоні частот 0.1–2Гц [57]. Режим при якому спостерігається збільшення амплітуди низькочастотних коливань (саморозгойдування) є нестійким. Тому згідно РД 34.20.576-94, в допустимих режимах, при проявах саморозгойдування необхідно вживати заходи по усуненню його причин. Розрізняють локальні низькочастотні коливання (між агрегатами) та міжсистемні НЧК (між підсистемами ЕЕС). Очевидно, що впровадження нових генеруючих потужностей в ЕЕС призводить до розвантаження перетинів ЕЕС, при цьому, проведені дослідження [58] показали, що ймовірність виникнення слабодемпфованих коливань вища в системах з розвантаженими основними електричними зв'язками. Таким чином існуючі заходи по збереженню стійкості можуть бути неефективними в ЕЕС зі значною часткою ВДЕ в енергобалансі. Окрім того, причини виникнення НЧК в ЕЕС полягають у взаємозв'язку кутових характеристик, постійних інерції, налаштуваннях регуляторів збудження та швидкості СГ. Зважаючи на вплив ВДЕ на постійну інерцію ЕЕС [59], при інтеграції відновлюваних джерел необхідно забезпечити виключення можливості виникнення незгасаючих НЧК та участі ВДЕ в саморозгойдуванні.

Інерційний відгук та віртуальна інерція. Зважаючи на те, що інверторне приєднання «електрично відділяє» первинні джерела енергії від основної мережі, кінетична енергія оберткових мас ВДЕ з інверторним приєднанням, особливо ВЕС зі змінною частотою обертання, не додається до кінетичної енергії оберткових мас ЕЕС. Проте при використанні додаткових засобів регулювання потужності ВДЕ можливо імітувати інерційних відгук традиційних засобів генерування [60-61].

Дослідження [62] показали, що при правильному співвідношенні, негативні наслідки приєднання генерування ВЕС зі змінною частотою обертання (відсутність інерційного відгуку) можливо компенсувати за рахунок приєднанням ВЕС з постійною частотою обертання.

Мережеві кодекси країн зі значною часткою ВДЕ в енергобалансі містять вимоги до систем ВДЕ, що приписують відновлюваним джерелам поведінку притаманну синхронним агрегатам. Одна з найпоширеніших вимог – зберігати приєднання до мережі (синхронну роботу) та підтримувати генерування реактивної потужності під час раптових зменшень напруги на шинах приєднання. Аналогічна вимога стосується раптових зменшень системної частоти. Системи ВДЕ повинні забезпечувати інерційних відгук подібний до відгуку синхронних агрегатів.

Зважаючи на відмінності в принципах генерування електричної енергії основними типами ВДЕ необхідно розробити підходи які б дозволяли ефективно виконувати вимоги мережевих кодексів та підтримувати ефективну роботу ВДЕ.

Вітрові електричні станції володіють запасом кінетичної енергії, тому для деяких типів ВЕС можливо реалізувати підхід ефективного використання цього резерву для забезпечення інерційного відгуку. Для сонячних фотоелектричних станцій єдиними способами резервування додаткових потужностей є обмеження генерування або встановлення додаткових швидкодіючих резервів (акумулятори, споживачі-регулятори, тощо). Проте, зважаючи на мінливість та певну непередбачуваність видачі потужності системами ВДЕ, доцільно розробити підходи, щодо поєднання задач згладжування графіку генерування ВДЕ та виділення резервів потужності для регулювання частоти ЕЕС.

Традиційно системна частота відповідає частоті обертання синхронного агрегату, тобто зменшення системної частоти відповідає зменшенню частоти обертання ротора машини. На відміну від турбіни СГ у вітрової турбіни швидкість обертання ротора може змінюватись незалежно від частоти мережі [63].

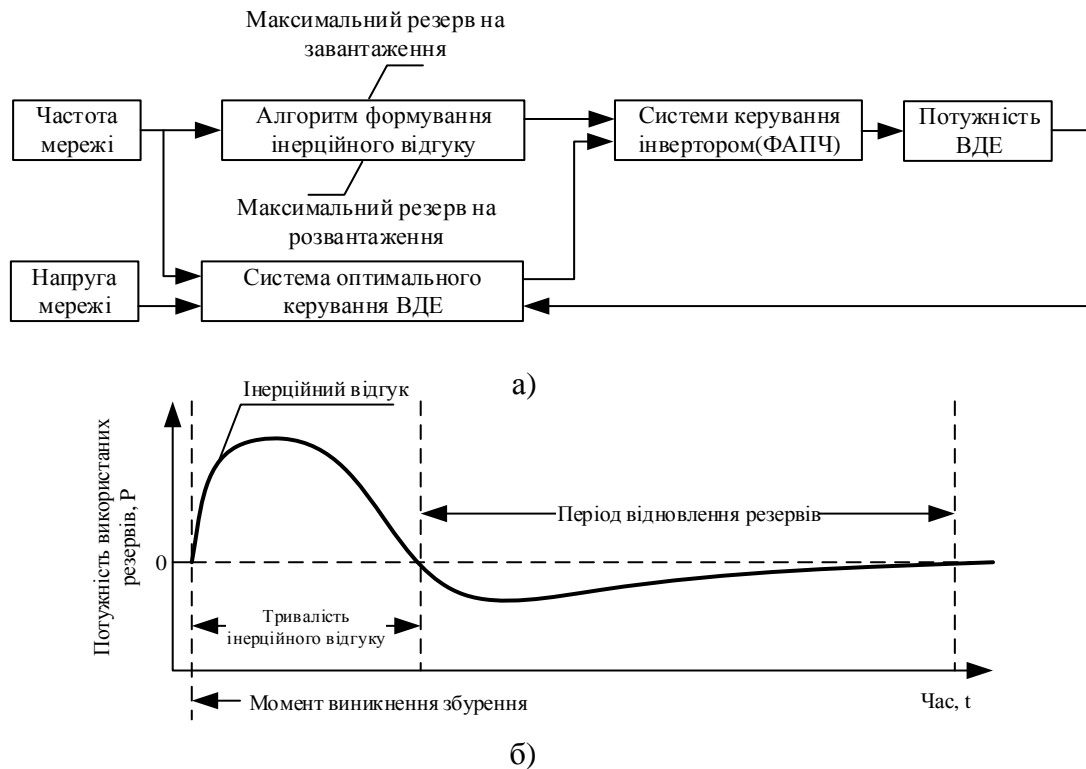


Рис.1.8. Функціональна схема регулятора віртуальної інерції (а); форма інерційного відгуку, що реалізується РВІ (б).

Основні переваги використання віртуальної інерції в електроенергетичній системі обумовлені зменшенням наслідків впровадження безінерційних ВДЕ (з інверторним приєднанням).

Проведені дослідження свідчать, що використання даних системи моніторингу перехідних режимів дозволяє підвищити ефективність аналізу причин і наслідків технологічних порушень, системних аварій. Окрім того синхронізовані виміри СМПР використовуються для верифікації/синтезу динамічних моделей ЕЕС та оперативного оцінювання станів ЕС, що при централізованому керуванні дає можливість формування оптимальних в межах ЕЕС сигналів керування які можуть бути реалізовані у вигляді інерційних відгуків ВДЕ та V_{pES} . Тому актуальними задачами підвищення ефективності системи регулювання частоти па потужності великих електроенергетичних систем під час перехідних режимів є:

- формування математичних моделей як окремих елементів ЕЕС так і електроенергетичної системи в цілому, що відображають динаміку зміни режимних параметрів під час електромеханічних перехідних процесів;

- аналіз структури та динамічних характеристик реальних ЕЕС;
- дослідження підходів до використання основних видів ВДЕ та ВрЕС для реалізації керуючих впливів в перехідних режимах (віртуальна інерція);
- розробка системи автоматичного керування потужністю ВДЕ та ВрЕС під час перехідних процесів зміни частоти ЕЕС.

Висновки по 1 розділу

Проведено аналіз сучасних підходів до вирішення задачі регулювання частоти та потужності в електроенергетичних системах з відновлюваними джерелами енергії. Дослідження структури та планів розвитку ОЕС України виявило тенденцію до збільшення частки ВДЕ в енергобалансі при цьому спостерігається: незбалансованість структури генеруючих потужностей, нестача ресурсів для виконання задач автоматичного регулювання частоти та потужності; недостатня пропускна спроможність системоутворюючих ЛЕП; недостатній рівень оснащеності засобами телемеханіки, автоматики та моніторингу. Інтеграція ВДЕ в ЕЕС супроводжується проблемами пов'язаними з непередбачуваністю та змінністю генерування електричної потужності. Це призводить до порушення балансу потужності в ЕЕС, тобто умов надійного та якісного електропостачання. Результати аналізу вітропарку встановленою потужністю 202МВт, показали, що агрегування ВЕС дає значну економію оперативних резервів. Так відокремленому вітропарку потужністю 202 МВт необхідно додатково 18.2 МВт резервів для компенсації мінливості, в той самий час вітропарку потужністю 202 МВт у складі агрегованої, територіально розосередженої системи необхідно 9,4 МВт, тобто економія складає 48%. Таким чином об'єднання ВДЕ в агреговані, територіально розосередженої системи зменшує непередбачуваність та мінливість генерування ВДЕ.

З метою забезпечення вимог нормативних документів, що регламентують якість електричної енергії в монографії поставлена задача розробки підходів до залучення як окремих джерел так і керованих груп ВДЕ – віртуальних електростанцій, до регулювання частоти (первинного та вторинного регулювання) та безпечних рівнів системної інерції. Актуальним завданням є розробка систем автоматичного керування частоти ЕЕС в умовах значної частки ВДЕ з віртуальною інерцією в енергобалансі енергосистеми.

РОЗДІЛ 2. МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

2.1. Розробка математичної моделі електроенергетичної системи для дослідження процесів регулювання частоти

Сучасні ЕЕС характеризуються складністю внутрішніх процесів та нелінійною залежністю параметрів від часу. З розвитком ЕЕС динамічні процеси ускладнюються для аналізу та виявлення причинно-наслідкових зв'язків [64-65].

Модель ЕЕС для аналізу перехідних режимів являє собою структуру (математичну/функціональну), що детально описує особливості роботи ЕЕС на основних рівні абстрагування та забезпечує визначену точність відображення процесів взаємодії між її елементами і підсистемами [66].

Основні принципи моделювання при дослідженні режимів і стійкості ЕЕС реалізуються в двох аспектах: функціонально-структурному і математичному. Функціонально-структурний аспект включає: структурну модель для отримання чисельних оцінок головних властивостей ЕЕС; набір функціональних моделей мінімально достатнього обсягу для дослідження ЕЕС в цілому та її частин. Математичний аспект включає: графову модель потокорозподілу при оцінці головних властивостей ЕЕС; детальні математичні моделі для дослідження статичної та динамічної стійкості, тривалих перехідних процесів в системі [66].

Докладні динамічні математичні моделі ЕЕС описуються системою диференціальних та алгебраїчних рівнянь. Точність моделей елементів визначається задачами дослідження. Використання надто простих моделей збільшує похибки моделювання, в свою чергу використання складних моделей висуває значні вимоги до математичної та обчислювальної складової моделювання [67]. Тому вибір математичних моделей

елементів ЕЕС є важливим завданням дослідження режимів електроенергетичної системи.

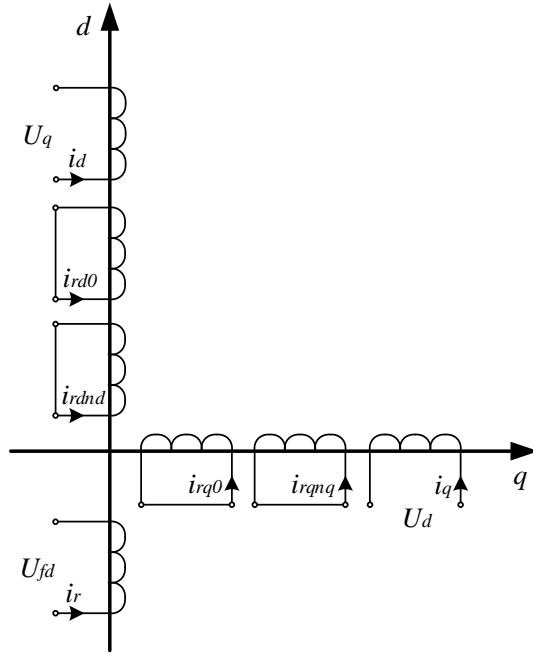
2.1.1. Аналіз структури математичної моделі електроенергетичної системи для дослідження процесів регулювання частоти

2.1.1.1. Математична модель синхронного генератора

При дослідженні перехідних процесів в електричних енергосистемах коректне моделювання СГ є принципово важливою задачею. Сучасні засоби розрахунку та аналізу режимів ЕЕС використовують набір математичних моделей елементів ЕЕС, що придатні як для аналізу перетоків потужності і коротких замикань так і для аналізу перехідних режимів.

В системі диференціальних рівнянь, що описують синхронний генератор, прийнято припущення, що всі магнітні потоки обмоток машини, складаються із двох незалежних складових: поздовжньої й поперечної. При цьому електрорушійні сили, напруги та струми представлені із двох складових. Рівняння були запропоновані Р. Х. Парком та А.А. Горєвим для ідеалізованої ненасиченої електричної машини, з повною симетрією, обмоток статора й синусоїдальним розподілом сил намагнічування.

Прийняті допущення дозволяють розглядати електричну машину як комбінацію магнітозв'язаних електричних контурів (обмотки ротора, фазні обмотки статора, демпферні обмотки) [68-69]. Для СГ, що мають обмотку збудження, в модель включено $0 \dots n_d$ еквівалентних короткозамкнених контурів по поздовжній осі (d) і $0 \dots n_q$ еквівалентних короткозамкнених контурів по поперечній осі (q).

Рис.2.1. Розміщення контурів по d - q осям

Рівняння Горєва-Парка в іменованих одиницях можна записати у вигляді системи диференціальних рівнянь:

$$\frac{d\Psi_d}{dt} + \omega\Psi_q + ri_d = -U_d \quad (2.1)$$

$$-\frac{d\Psi_q}{dt} + \omega\Psi_d - ri_q = U_q$$

$$\frac{d\Psi_r}{dt} + r_ri_r = U_{fd}$$

$$\frac{d\Psi_{rdi}}{dt} + r_{rdi}i_{rdi} = 0, \quad i = 0..n_d \quad (2.2)$$

$$\frac{d\Psi_{rqn_k}}{dt} + r_{rqn_k}i_{rqn_k} = 0, \quad k = 0..n_q$$

$$\Psi_d = L_di_d + M_{ad}i_r + M_{ad} \sum_{i=1}^{n_d} i_{rdi} \quad (2.3)$$

$$\Psi_q = L_qi_q + M_{aq} \sum_{k=1}^{n_q} i_{rdk}$$

$$\Psi_r = L_ri_r + \frac{3}{2}M_{ad}i_d + M_{ad} \sum_{i=1}^{n_d} i_{rdi}$$

$$\Psi_{rdi} = \frac{3}{2}M_{ad}i_d + L_{rdi}i_{rdi} + M_{ad}i_r + M_{ad}\sum_{j=1}^{n_d} i_{rdj}, i = 0..n_d, i \neq j \quad (2.4)$$

$$\Psi_{rqk} = \frac{3}{2}M_{aq}i_q + L_{rqk}i_{rqk} + M_{aq}\sum_{k=1}^{n_q} i_{rqk}, k = 0..n_q, k \neq j$$

$$J \frac{d\Omega}{dt} = M_M - \frac{3}{2}(\Psi_d i_q - \Psi_q i_d), \quad (2.5)$$

де, Ψ_d, Ψ_q - потокозчеплення по поздовжній і поперечній осям; i_d, i_q - струми статора по поздовжній і поперечній осям; i_r - струм збудження; r, r_r, r_{rdi}, r_{rqk} - активні опори обмотки статора, обмотки збудження, і-го поздовжнього й к-го поперечного демпферних контуру; L_d, L_q - індуктивності обмотки статора по поздовжній і поперечній осях; L_r, L_{rdi}, L_{rqk} - індуктивності обмотки збудження, і-го поздовжнього й к-ого поперечного еквівалентних демпферних контурів; M_{ad}, M_{aq} - взаємна індуктивність будь-якої пари контурів в осях d, q; U_{fd} - напруга збудження; $\Omega = \frac{\omega}{p}$ - кутова швидкість обертання ротора, p - кількість пар полюсів СГ, M_M - механічний момент турбіни.

Опори обмоток статора, електрорушійні сили (ЕРС) та постійні часу обмоток синхронної машини пов'язані з системою рівнянь (2.1-2.5) наступними співвідношеннями: $x_d = \omega_b L_d$ - синхронний індуктивний опір синхронної машини по поздовжній осі; $x_q = \omega_b L_q$ - синхронний індуктивний опір синхронної машини по поперечній осі; $x_{ad} = \frac{3}{2}\omega_s M_{ad}$ - індуктивний опір реакції якоря по поздовжній осі (опір взаємоіндукції роторних і статорних контурів по поздовжній осі); $x_{aq} = \frac{3}{2}\omega_s M_{aq}$ - індуктивний опір реакції якоря по поперечній осі (опір взаємоіндукції роторних і статорних контурів по поперечній осі); $x_r = \frac{3}{2}\omega_s L_r$ - індуктивний опір обмотки збудження; $x_{rq} = \frac{3}{2}\omega_s L_{rq}$ - індуктивний опір демпферної обмотки по поздовжній осі;

$x_{rd} = \frac{3}{2} \omega_s L_{rd}$ - індуктивний опір демпферної обмотки по поперечній осі;
 $E_q = \omega_s M_{ad} i_r$ - синхронна ЕРС статора - ЕРС, що індукується в контурі статора струмом збудження при синхронній частоті обертання ротора синхронної машини; $E'_q = \Psi_r \omega_s \frac{M_{ad}}{L_r}$ - перехідна ЕРС статора;
 $E_{rq} = \omega_s M_{ad} i_{rd}$ - синхронна ЕРС, викликана струмами демпферних контурів по поперечній осі; $E'_{rq} = \Psi_{rd} \omega_s \frac{M_{ad}}{L_{rd}}$ - перехідна ЕРС, викликана струмами демпферних контурів по поперечній осі;
 $E_{rd} = -\omega_s M_{aq} i_q$ - синхронна ЕРС, викликана струмами демпферних контурів по поздовжній осі;
 $E'_{rd} = -\Psi_{rq} \omega_s \frac{M_{aq}}{L_{rq}}$ - перехідна ЕРС, викликана струмами демпферних контурів по поздовжній осі; $T_r = \frac{L_r}{r_r}$ - постійна часу контуру збудження;
 $T_{rd} = \frac{L_{rd}}{r_{rd}}$ - постійна часу демпферних контурів по поздовжній осі;
 $T_{rq} = \frac{L_{rq}}{r_{rq}}$ - постійна часу демпферних контурів по поперечній осі.

Момент інерції J та механічна постійна інерції H [с] агрегату пов'язані співвідношеннями:

$$H = \frac{E_k}{S_{nom}} = \frac{J \omega^2}{2 S_{nom}}, \quad (2.6)$$

де S_{nom} - номінальна потужність агрегату [ВА]; J - момент інерції агрегату [кг·м²]; ω - кутова частота обертання ротора агрегату [рад/с];
 E_k - кінетична енергія обертального руху агрегату [Вт·с].

Згідно проведених досліджень [70] встановлено, що для синхронних агрегатів потужністю $S_{nom}=1..10\text{МВА}$, $H=2-3\text{с}$; при $S_{nom}>10\text{МВА}$, $H=3-5\text{с}$.

2.1.1.2. Моделювання системи збудження синхронного генератора

По технічному виконанню системи збудження СГ діляться на три основні типи: 1) статичні тиристорні системи незалежного збудження; 2)

статичні тиристорні системи самозбудження; 3) системи збудження для генераторів з безщітковим діодним збудником. Більшість СГ випускається з системами збудження (СЗ) другого і третього типів [71-73].

Збільшення довжини ліній електропередач і величин електричної потужності, що по ним передається обумовило необхідність підвищення швидкодії СЗ і розробки системних стабілізаторів. У вітчизняних СЗ для цих цілей використовується стабілізатори сильної дії з каналами регулювання по частоті напруги, похідної частоти й похідній струму збудження. У закордонних системах збудження регулювання здійснюється здебільшого по швидкості обертання ротора.

Система збудження синхронного генератора (рис.2.2) характеризується [72]:

- номінальною напругою $U_{f_{\text{ном}}}$ і струмом збудження $I_{f_{\text{ном}}}$;
- номінальною потужністю збудження $P_{f_{\text{ном}}} = U_{f_{\text{ном}}} I_{f_{\text{ном}}}$, яка становить 0,2 - 5% від номінальної потужності машини;
- кратністю форсування K_f , під якою розуміють відношення найбільшої усталеної напруги $U_{f_{\text{max}}}$ збудника до номінальної напруги $U_{f_{\text{ном}}}$.

Основні характеристики систем збудження, які в значній мірі визначають її вплив на перехідні процеси в енергосистемах наступні:

- 1) Обмеження рівня порушення зверху і знизу по струму збудження і по напрузі збудження.
- 2) Швидкість наростання напруги збудження при форсуванні і швидкість зменшення напруги збудження при знятті збудження.
- 3) Вплив автоматичного регулювання збудження на демпфування електромеханічних коливань (включаючи усунення можливого порушення коливної стійкості).

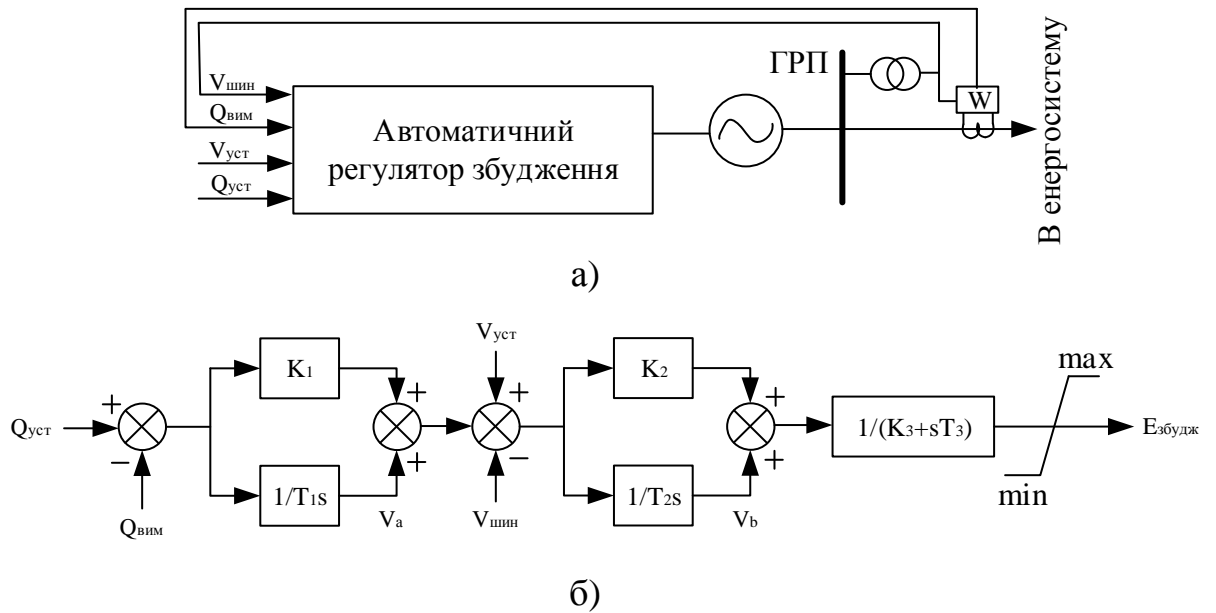


Рис.2.2. Функціональна схема регулювання збудження синхронного генератора (а);
модель автоматичного регулятора збудження (б)

На рис.2.2 прийняті наступні позначення: K_1, K_2, K_3 , – коефіцієнти підсилення АРЗ; T_1, T_2, T_3 – постійні часу АРЗ; $Q_{\text{уст}}, V_{\text{уст}}$ – уставки по реактивній потужності та напрузі відповідно; $Q_{\text{вим}}, V_{\text{шин}}$ – дані вимірів реактивної потужності та напруги на шинах приєднання генератора; $E_{\text{збудж}}$ – напруга збудження генератора.

Відповідно до рис.2.2 (б), математична модель системи автоматичного регулятора збудження має вигляд (2.7-2.9):

$$\frac{dV_a}{dt} = \frac{Q_{\text{уст}} - Q_{\text{вим}}}{T_1} \quad (2.7)$$

$$\frac{dV_b}{dt} = \frac{V_{\text{уст}} - V_{\text{шин}} + V_a + K_1(Q_{\text{уст}} - Q_{\text{вим}})}{T_2} \quad (2.8)$$

$$\frac{dE_{\text{збудж}}}{dt} = \frac{V_b - K_3 E_{\text{збудж}} + K_2(V_{\text{уст}} - V_{\text{шин}} + V_a + K_1(Q_{\text{уст}} - Q_{\text{вим}}))}{T_3} \quad (2.9)$$

2.1.1.3. Модель системи автоматичного регулювання частоти електроенергетичної системи

Системний рівень САРЧП. Для компенсації небалансів потужності в енергосистемі виділеною для цього електростанцією або групою електростанцій, а на них - виділеними для цієї мети агрегатами, генератори електростанції повинні бути охоплені системою групового управління (ГРАП) з центральним задатчиком потужності, який визначає навантаження по активній потужності всієї електростанції.

Загальна потужність електростанції, що задається задатчиком потужності, розподіляється між агрегатами по вибраному заздалегідь закону. Якщо до регулювання залучено кілька електростанцій, то на кожну електростанцію передається завдання потужності відповідно з характеристикою її відносного приросту. Структура центрального регулятора частоти і перетоків потужності наведена на рис.2.3.

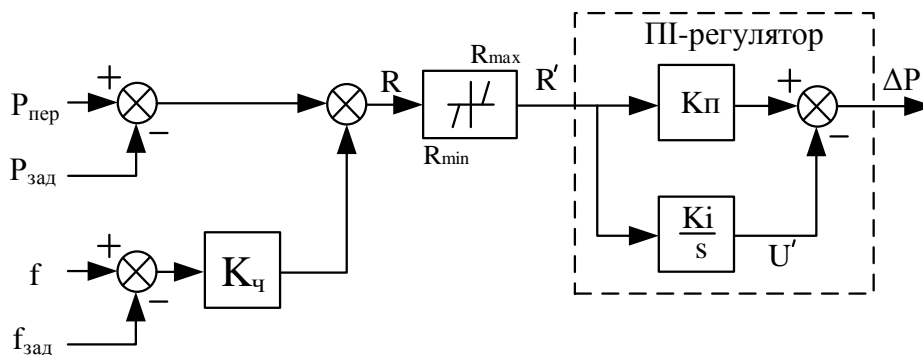


Рис.2.3. Структурна схема центрального регулятора частоти і перетоків потужності

На рис.2.3 прийняті наступні позначення: $P_{\text{пер}}$, $P_{\text{зад}}$ – поточне та задане сальдо перетоку активної потужності [МВт]; f , $f_{\text{зад}}$ – поточна частота та задана уставка за частотою [Гц]; K_q – коефіцієнт корекції перетікання за частотою [МВт/Гц]; R – системний параметр, який визначає помилку регулювання району [МВт]; R' – системний параметр, який корегується з урахуванням зони нечутливості помилки регулювання району [МВт]; R_{min} , R_{max} – мінімальна та максимальна границі зони нечутливості [МВт]; ΔP – величина керуючої дії [МВт].

Математична модель САРЧП системного рівня відповідно до рис.2.3 має вигляд (2.10-2.13):

$$R = (P_{\text{пер}} - P_{\text{зад}}) + K_{\text{ч}}(f - f_{\text{зад}}) \quad (2.10)$$

$$R' = \begin{cases} R, & R < R_{\min}, R > R_{\max}, \\ 0, & R \geq R_{\min}, R \leq R_{\max} \end{cases} \quad (2.11)$$

$$\frac{dU'}{dt} = R'K_i \quad (2.12)$$

$$\Delta P = U' + R'K_i \quad (2.13)$$

Станційний рівень САРЧП. На рис.2.4 наведено структурну схему моделі еквівалентної електростанції.

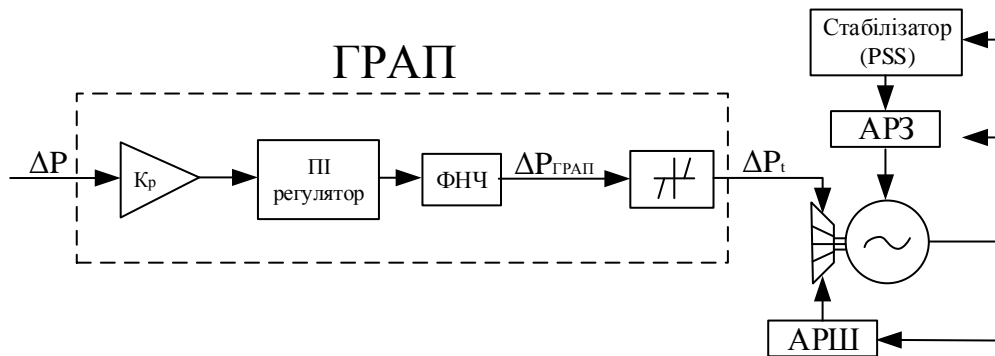


Рис.2.4. Структурна схема моделі еквівалентної електростанції

В схемі прийняті наступні позначення: ГРАП – груповий регулятор активної потужності станції; АРШ – автоматичний регулятор швидкості турбіни; АРЗ – автоматичний регулятор збудження генератора; ΔP – уставка від САРЧП (системний рівень); K_p – коефіцієнт часткового завантаження; $\Delta P_{\text{ГРАП}}$ – позапланова потужність від ГРАП; ΔP_t – уставка від ГРАП.

На вхід станційного регулятора ГРАП подається коригувальний сигнал за перетоком, що обумовлений його відхиленням.

Агрегатний рівень САРЧП. Парові і гідравлічні турбіни оснащуються автоматичними регуляторами частоти обертання (АРШ), які представляють собою замкнуті системи автоматичного регулювання з головним зворотнім зв'язком по відхиленню частоти обертання турбіни від заданого значення.

При зміні частоти, викликаній порушенням балансу активної потужності в енергосистемі, регулятори змінюють положення регулюючих

органів турбіни. При зниженні частоти АРШ діє на збільшення впуску енергоносія і навпаки. Це в свою чергу викликає відповідну зміну потужності агрегату.

Для аналізу процесів регулювання частоти та потужності в енергосистемах використано модель регулятора частоти обертання турбіни структуру якої представлено на рис.2.6.

Автоматичний регулятор швидкості обертання турбіни реалізує статичний закон регулювання. Передатна функція регулятора має статичну помилку, яка пропорційна вихідній потужності, що дозволяє задавати потрібний розподіл навантаження між агрегатами.

Для ізолюваних або локальних регіонів даний вид регуляторів включає гнучкий зворотній зв'язок (рис.2.6), який дозволяє розділити постійну та динамічну складову сигналу керування. Це дає можливість уникнути втрати стійкості ЕЕС з малою інерцією при значних збуреннях.

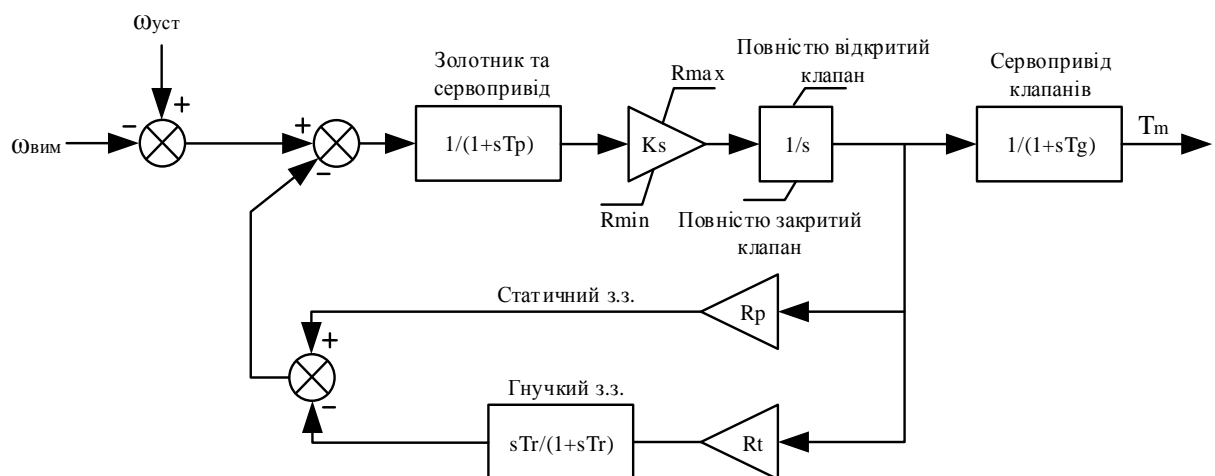


Рис.2.6. Структурна схема автоматичного регулятора швидкості турбіни

На рис.2.6 прийнято наступні позначення: T_g – постійна часу сервомотора золотника [с]; T_p – постійна часу клапану [с]; T_r – постійна часу приводу [с]; T_w – час наростання потоку [с]; R_t – перехідний статизм [в.о.]; R_p – постійний статизм [в.о.].

При зміні навантаження – виникненні небалансу, першим реагує гнучкий зворотній зв'язок, стабілізує перехідний процес, після чого –

поступово зменшує свій вплив на результуючий сигнал керування і далі небаланс компенсується статичним зворотнім зв'язком.

2.1.1.4. Математична модель мережі

Модель усталеного режиму електричної мережі – графова структура, що об'єднує лінії електропередач, трансформатори, навантаження, тощо. Математична модель роботи мережі представляє собою систему алгебраїчних рівнянь усталеного режиму. Алгебраїчні рівняння визначають аналітичну залежність між відомими і невідомими параметрами схеми мережі та режиму. Рівняння описують баланс струму або потужності у вузлах мережі.

В залежності від того, як задається навантаження у вузлі мережі: постійним струмом ($I_i = \text{const}$) або постійною потужністю ($S_i = \text{const}$), режим вузла описується лінійним рівнянням балансу струмів або потужностей, відповідно:

$$\dot{U}_i \dot{y}_{ii} - \sum_{j=1}^n \dot{U}_j \dot{y}_{ij} = \dot{I}_i ; \quad \dot{U}_i \dot{y}_{ii} - \sum_{j=1}^n \dot{U}_j \dot{y}_{ij} = \frac{\bar{S}_i}{\bar{U}_i}, \quad (2.15)$$

де \dot{y}_{ii} , \dot{y}_{ij} - власні і взаємні провідності вузла; \dot{U}_i , \dot{U}_j – напруги i -го та суміжних вузлів; \dot{I}_i , \dot{S}_i – задані у вузлі струм або потужність; n – кількість вузлів мережі, які безпосередньо зв'язані з i -м вузлом.

2.1.1.5. Математична модель навантаження електроенергетичної системи

Характер навантаження регіону має значний вплив на протікання перехідних процесів зміни режимних параметрів. При побудові математичної моделі ЕЕС для кожного регіону, в залежності від типу навантаження, доцільно використовувати окремі математичні моделі. Навантаження кожного конкретного регіону відрізняється статичними та динамічними характеристиками. Основними типами навантаження прийнято вважати промисловий, господарський, комерційний та

сільськогосподарський. Промисловий тип відноситься до великих підприємств важкої промисловості де частка навантаження двигунів складає до 95%. Потрібно також враховувати промисловості з потужними нагрівачами.

Господарське навантаження характеризується здебільшого тепловими процесами. До комерційного навантаження відносяться потужні охолоджуючі установки та системи освітлення. Сільськогосподарське навантаження включає двигуневу та насосну складову. В загальному різні складові навантаження можуть бути розділені на наступні типи:

- 1) Навантаження з швидкою динамікою по електричним та механічним характеристикам, такі як індукційні двигуни;
- 2) Навантаження які сильно змінюють свої робочі параметри в залежності від напруги;
- 3) Навантаження робочі параметри яких не залежать від напруги;
- 4) Навантаження з повільною динамікою.

Автори [73-77] провели детальний огляд основних характеристик навантаження які впливають на режим ЕЕС.

Поліноміальна модель навантаження.

$$P = P_0 \left[a_p \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{ap}} + b_p \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{bp}} + c_p \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{cp}} \right] \quad (2.16)$$

$$Q = Q_0 \left[a_q \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{aq}} + b_q \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{bq}} + c_q \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{cq}} \right] \quad (2.17)$$

$$a_p + b_p + c_p = 1$$

$$a_q + b_q + c_q = 1 \quad (2.18)$$

де V_0 , P_0 , Q_0 – початкові значення напруги, активної та реактивної потужності, відповідно. Коефіцієнти $a_p \dots c_q$, $e_{ap} \dots e_{cq}$ – параметри моделі (табл.2.1).

Моделі передбачають врахування частотної залежності [78] $1 + A(f - f_0)$, де f_0 , f – номінальна та реальна частота, відповідно, A – параметр який визначає чутливість навантаження до частоти.

Таблиця 2.1

Параметри поліноміальної моделі навантаження

Тип навантаження	Характеристика навантаження	Частка в обсязі	Параметри			
Сільськогосподарське/ Господарське	Постійна потужність	50%	$aP=0.5$	$aQ=0.5$	$e_{aP}=0$	$e_{aQ}=0$
	Постійний струм	25%	$bP=0.25$	$bQ=0.25$	$e_{bP}=1$	$e_{bQ}=1$
	Постійний імпеданс	25%	$cP=0.25$	$cQ=0.25$	$e_{cP}=2$	$e_{cQ}=2$
Комерційне/ Промислове	Флуоресцентні лампи	25%	$aP=0.25$	$aQ=0.25$	$e_{aP}=1$	$e_{aQ}=3$
	Малопотужні індукційні двигуни	50%	$bP=0.5$	$bQ=0.5$	$e_{bP}=0.1$	$e_{bQ}=0.6$
	Потужні індукційні двигуни	25%	$cP=0.25$	$cQ=0.25$	$e_{cP}=0.05$	$e_{cQ}=0.5$

2.1.2. Динамічна модель ОЕС України

З метою дослідження роботи ОЕС України у перехідних та усталених режимах на основі обраних у п.2.1.1.1-п.2.1.1.5 математичних моделей, у програмному забезпеченні PowerFactory було створено детальну математичну модель ОЕС України (рис.2.7).

При розробці моделі ОЕС України, з метою спрощення аналізу результатів розрахунків блоки АЕС, ТЕС, ТЕЦ, ГЕС, ГАЕС та електростанцій на основі альтернативних джерел енергії (ВЕС, СЕС, БЕС, тощо) були замінені еквівалентними генераторами (Додаток В, табл.1).

Розроблена модель дозволяє дослідити роботу ЕЕС в перехідних, в тому числі граничних режимах з урахуванням систем автоматичного керування на станційному та загальносистемному рівнях. Така модель описує ОЕС України на рівні напруг від 220 до 750 кВ. Мережі напруг 110 кВ та нижче замінені динамічними еквівалентами (динамічними навантаженнями).

[illegible]

В моделі враховано роботу системи автоматичного регулювання частоти та потужності, а саме первинні регулятори, що встановлені на еквівалентних генераторах, що моделюють паралельну роботу з Єдиними енергетичними системами (ЄЕС) Російської Федерації. Розроблена модель САРЧП ОЕС України враховує режим паралельної роботи з ЄЕС Росії, при цьому вторинне регулювання ЄЕС Росії працює в режимі автоматичного регулювання частоти та перетоку (АРЧП).

Для перевірки адекватності розробленої моделі було використано дані вимірів частоти СМПР при аварійному відключенні блоку 1ГВт та Запорізькій АЕС.

Результати моделювання перехідних режимів залежать від режимних умов ЄЕС. Режим зведений на основі даних по генеруванню, навантаженню, транзитах та внутрішніх перетоках потужності, відповідно до диспетчерського графіку НЕК «Укренерго». Режимні умови моделі (рис.2.7) відповідають режимним умовам ОЕС України станом на 20 грудня 2012 року, коли відбулося аварійне відключення блоку 1ГВт на Запорізькій АЕС.

Для порівняння ПП зміни частоти використано заміри СМПР на ПС - 330 кВ Дніпро-Донбаська, ПС-750 кВ Дніпровська, ПС-750 кВ Запорізька, Хмельницька АЕС та в аналогічних точках розробленої моделі. Результати моделювання аварійного відключення блоку 1ГВт на Запорізькій АЕС та дані СМПР зображені на рис.2.8.

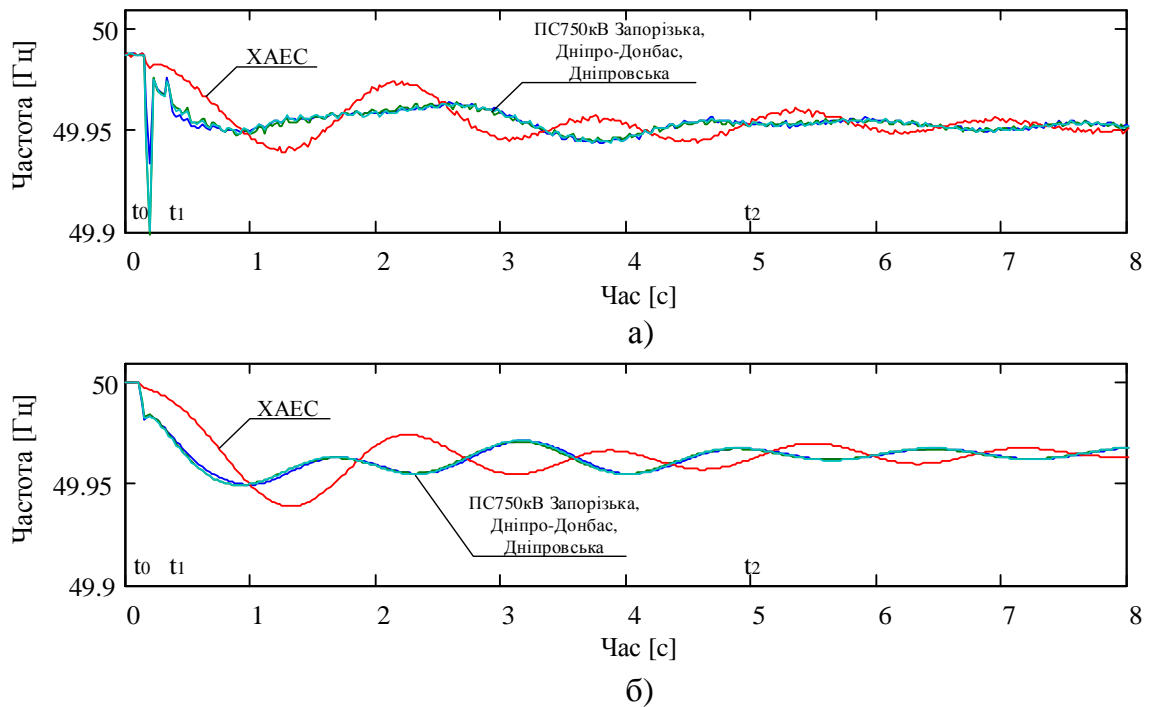


Рис.2.8. Порівняння розрахункового перехідного процесу зміни частоти розробленої моделі та даних СМПР при відключенні блоку 1ГВт на ЗАЕС: а) зареєстрований СМПР перехідний процес зміни електричної частоти на шинах ПС; б) розрахований на розробленій моделі перехідний процес зміни електричної частоти на шинах ПС

В результаті порівняння даних (рис.2.8) встановлено, що розроблена модель відображає перехідний процес зміни частоти на розрахункових інтервалах з середньоквадратичним відхиленням – $3.56 \cdot 10^{-3}$ Гц. Різниця між значеннями максимальних відхилень частоти по даним рис.2.8 не перевищує $2.1 \cdot 10^{-4}$ Гц (крім усталеного значення). Домінуюча частота коливань розрахункових даних та даних СМПР складає 0.47 Гц. Таким чином можна зробити висновок, що результати досліджень на розробленій моделі дозволяють дати адекватні оцінки та рекомендації стосовно ОЕС України.

2.1.3. Аналіз перехідних режимів електроенергетичної системи на основі даних СМПР

Аналіз отриманих з СМПР даних обумовлює необхідність оцінки характеру динамічних процесів, що відбуваються в електроенергетичній

системі. Для оцінки динамічних характеристик багатомашинних ЕЕС перехідні режими при виникненні небалансу діляться на 3 етапи (рис.2.8):

- $t_0 - t_1$ – перехідний режим ЕЕС визначається електромагнітними перехідними процесами;
- $t_1 - t_2$ – перехідний режим ЕЕС визначається електромеханічними перехідними процесами;
- t_2^+ – перехідний режим ЕЕС визначається роботою систем автоматичного керування.

При виникненні аварійних небалансів розподіл дисбалансу між генераторами – неоднорідний, це призводить до того, що перехідний процес зміни деяких режимних параметрів, зокрема частоти та перетоків потужності, має коливальний характер. Коливання режимних параметрів, особливо активної потужності, внутрішніх кутів і частоти генераторів, відображають перехід між критеріями розподілу дисбалансу. Тому виділено три інтервали розподілу дисбалансу.

Безпосередньо, в момент виникнення дисбалансу ($t_0 +$) баланс потужності у системі підтримується на основі накопиченої електромагнітної енергії генераторів. Розподіл балансу між генераторами виконується по критерію електричної відстані до точки виникнення дисбалансу. Генератори беруть на себе частину дисбалансу $P_{i\Delta}(t_1)$ залежно від коефіцієнтів їх синхронізуючих потужностей – P_{cij} . Синхронізуюча потужність
$$P_{cij} = \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_{ij}} = E_i E_j (B_{ij} \cos \delta_{ij0} + G_{ij} \sin \delta_{ij0})$$
 підтримує генератори в синхронному режимі, і якщо динамічна стійкість зберігається, коливання частоти і активної потужності для генераторів мають згасаючий характер. Генератори, що ближче до місця виникнення небалансу беруть на себе більшу частину потужності дисбалансу.

Якщо після збурення система зберігає синхронну роботу, на періоді $t_1 - t_2$ частота ($\bar{\omega}$) та еквівалентний кут ($\bar{\delta}$) центру інерції її структурних частин, когерентних груп генераторів (КГГ) визначаються відповідно:

$$\bar{\delta} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i \delta_i}{\sum_{i=1}^n H_i}, \bar{\omega} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i \omega_i}{\sum_{i=1}^n H_i} \quad (2.19)$$

де H_i – постійна інерції синхронного агрегату в КГГ; δ_i – кут навантаження синхронного агрегату в КГГ; ω_i – кутова частота синхронного агрегату в КГГ.

2.1.3.1. Дослідження методів спрощення моделей електроенергетичної системи на основі спектрального розкладання

Для вирішення проблеми аналізу електроенергетичних систем використано методи зменшення розмірності моделі, що ґрунтуються на:

- фізичних законах, група генераторів зі схожою динамікою об'єднуються в когерентну групу та розглядаються як один агрегат;
- при наявності складної математичної моделі об'єкту дослідження з неї можна виключити змінні стану які мають незначний вплив на процес [81];
- при наявності достатньої кількості режимних вимірів можна використати методи ідентифікації систем для отримання еквівалентних моделей [82].

Основою вирішення проблеми визначення впливу збурень на поведінку елементів енергосистеми є властивість великих ЕЕС до зменшення впливу збурення в міру віддалення від нього через розсіяння енергії, наявності зон нечутливості регуляторів та ін. Відомі показники впливу збурення засновані на оцінці взаємних провідностей або синхронізуючих потужностей, параметрів збурення і динамічних характеристик генераторів.

Склад моделі ЕЕС, що описує задане збурення з визначеною точністю визначається значимістю впливу врахованих в моделі елементів ЕЕС на характер перехідного процесу. Велику значимість мають елементи

(генератори і навантаження), що характеризуються великою потужністю і сильними зв'язками з системою. Слід відзначити, що кількісні оцінки значущості елементів ЕЕС не використовують характеристики збурення і тому в частотній області інваріантні по відношенню до них.

Спрощення математичного опису ЕЕС включає обґрунтування типів математичних моделей елементів за рахунок доцільного нехтування другорядними факторами. На даний час спрощення математичної моделі ЕЕС за допомогою еквівалентування включає вирішення двох основних задач: визначення підсистем (груп генераторів), що еквівалентуються і розрахунок параметрів еквівалентної моделі ЕЕС. Визначення підсистем, що еквівалентуються засноване на критерії когерентності генераторів [66].

В процесі керування важливо, щоб визначення когерентних груп генераторів здійснювалося швидко, без залучення традиційних розрахунків перехідних процесів, для яких необхідно чисельне рішення систем диференціальних та алгебраїчних рівнянь великої розмірності. Дотримання вимоги швидкості ідентифікації необхідно для успішного вирішення завдань як електромеханічного еквівалентування, так і аналізу розрахункових ситуацій при формуванні набору небезпечних сценаріїв. Модальний аналіз лінеаризованої моделі ЕЕС [83-84] свідчить про наявність значної кількості характерних коливань (мод), що притаманні ЕЕС. При неконтрольованих змінах структури ЕЕС існує ймовірність порушення статичної коливної стійкості на частотах, що відповідають слабодемпфованим модам, які утворюють КГГ з повільною когерентністю (ПК). Актуальною задачею при побудові системи регулювання частоти та потужності ЕЕС під час перехідних режимів є визначення складу та характеристики КГГ з повільною когерентністю [85] на модах, що при малому згасанні можуть стати причиною порушення статичної коливної стійкості (системна аварія, розділення системи). Важливо зауважити, що час існування КГГ обмежений. Безпосередньо після збурення, всі СГ некогерентні, проте з часом, синхронізуюча потужність

об'єднує СГ в когерентні групи, час існування яких може досягати десятків секунд [86].

Основні етапи початкового структурного аналізу динамічної моделі ЕЕС включають визначення КГГ та їх агрегування в єдиний еквівалентний агрегат.

Спираючись на відомі способи ідентифікації когерентних груп генераторів основані на формуванні спрощеної моделі енергосистеми [87] було прийнято припущення, що склад КГГ не залежить від збурення.

При незначних відхиленнях режимних параметрів (10-15%), характер процесів в ЕЕС можна вважати таким, що відповідає ПП в лінійній системі. Для лінеаризованої моделі ЕЕС когерентність може бути визначена шляхом розгляду відповідних компонент правих власних векторів моделі.

Модальний аналіз лінійних моделей дозволяє визначити характерні коливання системи (табл.2.2), а також ідентифікувати компоненти моделі (фізичні параметри системи), що мають найбільший вплив на характер коливань режимних параметрів (ліві власні вектори, вектори керованості) та компоненти характер коливань яких в більшій мірі визначається визначеними модами(праві власні вектори, вектори спостережуваності). В загальному випадку ідентифікація лінійної моделі ЕЕС для визначення КГГ ЕЕС є надлишковою задачею. Аналіз спектрального складу даних перехідних режимів дозволяє отримати достатньо точну оцінку амплітуди та фази правих власних векторів за умови достатньої спостережуваності моди в зареєстрованих даних [88-89].

Таблиця 2.2

Частоти характерних коливань в великих ЕЕС

Частота коливань	Типова причина виникнення
0.01 - 0.15 Гц	Системи автоматичного регулювання швидкості обертання ротора синхронного генератора
0.15 - 1.00 Гц	Міжсистемні низькочастотні коливання обумовлені недостатньою величиною синхронізуючої потужності між когерентними групами генераторів
1.00 - 5.00 Гц	Системи автоматичного регулювання збудження синхронного генератора
5.00 - 14.00 Гц	Обертальна динаміка ротора синхронного генератора

Спектральний аналіз шести збурень в ОЕС України (рис.2.9-2.11), для яких було проведено розрахунок ПП зміни частоти обертання роторів синхронних генераторів, показав високу спостережуваність моди з частотою ~ 0.5 Гц (відповідає частоті міжсистемних низькочастотних коливань).

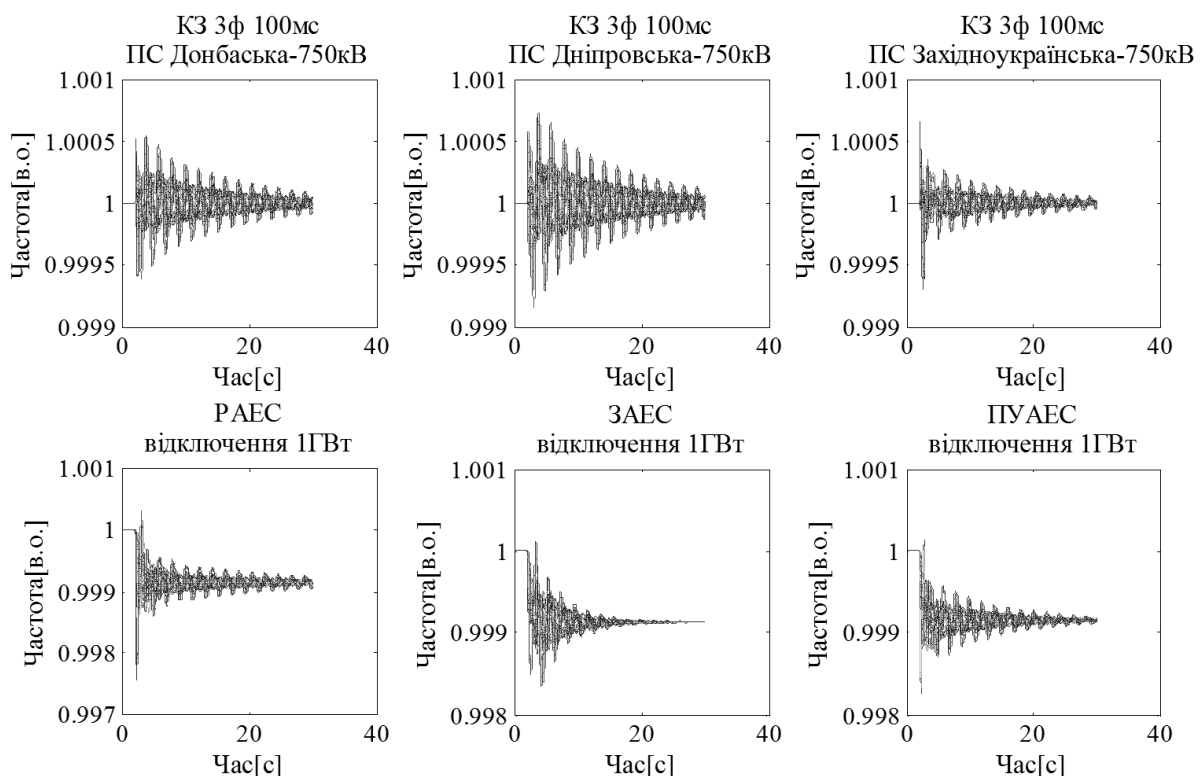


Рис.2.9. Результати розрахунку перехідного процесу зміни частоти для 3-х 3-фазних коротких замикань на шинах 750кВ та 3-х аварійних відключень блоків АЕС

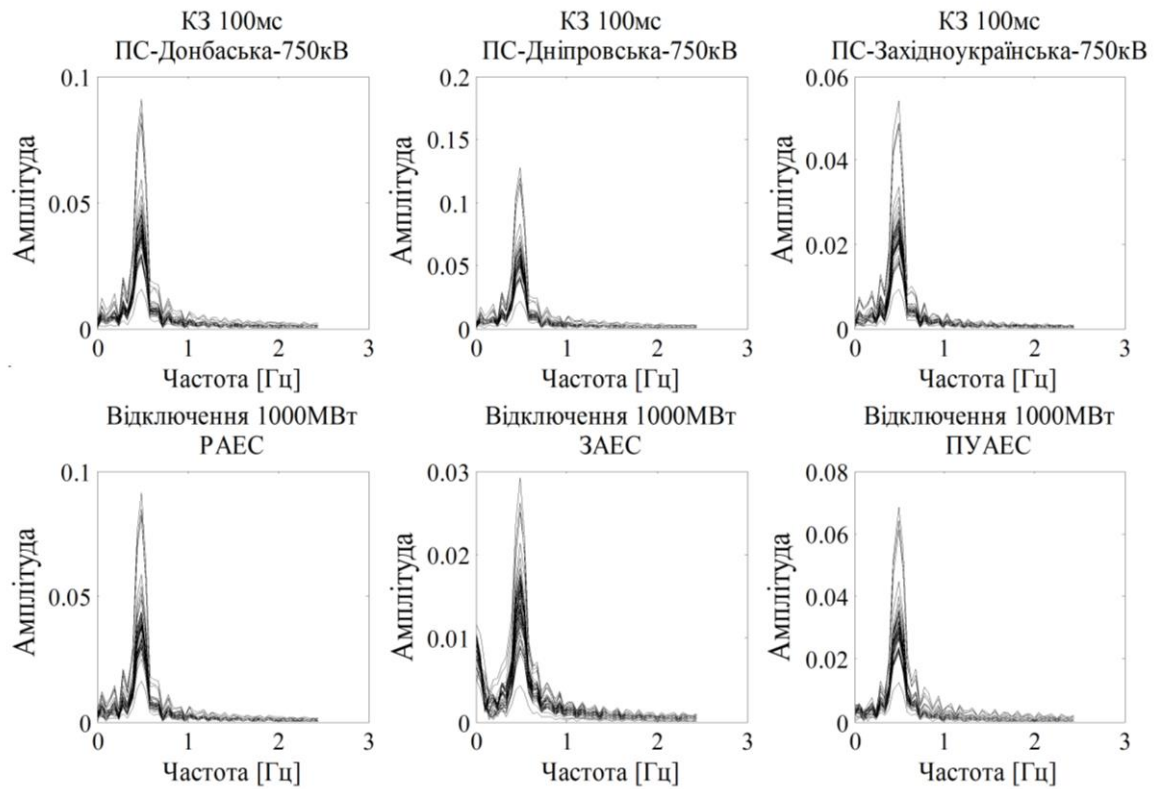


Рис.2.10. Амплітудно-частотна характеристика шести характерних збурень в ОЕС України

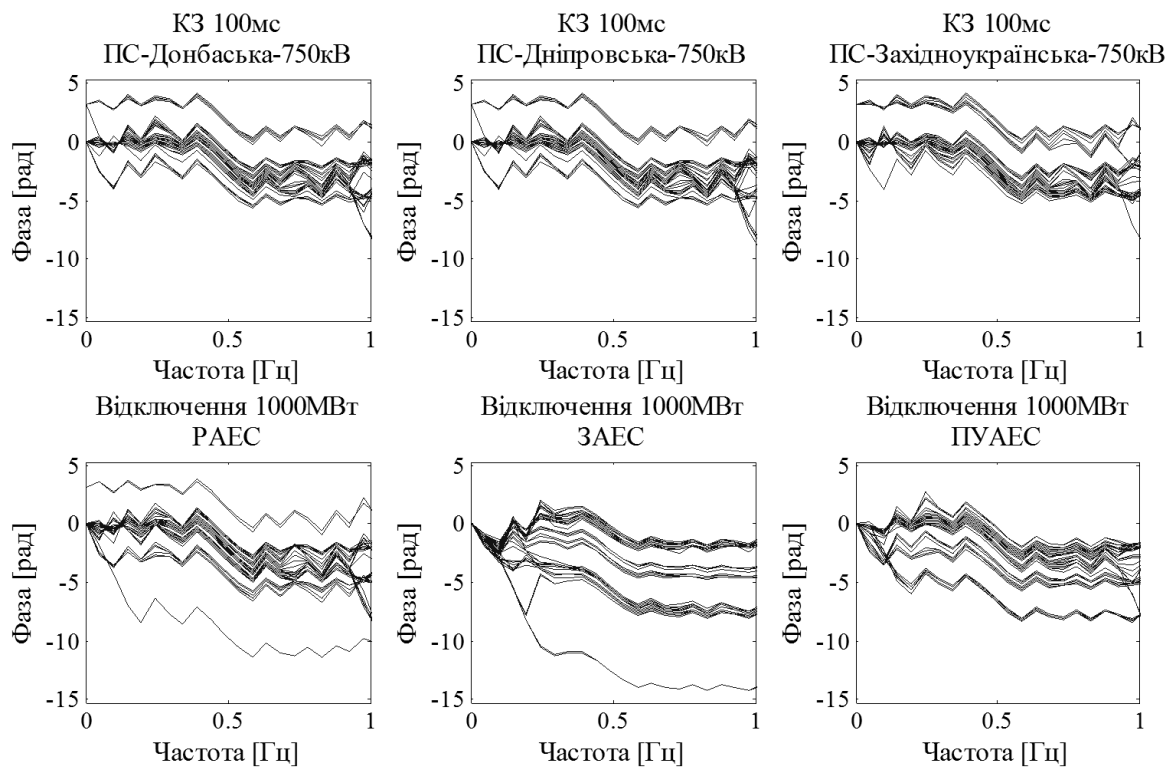


Рис.2.11. Фазочастотна характеристика шести характерних збурень в ОЕС України

Проведені дослідження [85] показали, що результати визначення КГГ – кластеризації, залежать від інтервалу часу, на якому проводиться ідентифікація. Зважаючи, що склад КГГ отриманий на різних інтервалах часу, в загальному випадку збігатися не буде, поставлена задача вирішується тільки для КГГ з ПК.

Дані амплітудно-частотних та фазочастотних характеристик коливань частоти СГ ЕЕС використовуються в процесі визначення складу КГГ (в множині СГ ПП яких було зареєстровано). Визначення когерентних груп генераторів є задачею структурного аналізу ЕЕС, при цьому використовується симетрична матриця, ранг якої - число генераторів ЕЕС, а елементи - кількісні показники (метрики) подібності або відмінності траєкторії генераторів в перехідному режимі [90]. У випадку, якщо між двома еквівалентними синхронними системами існує взаємний перетік потужності доцільно припустити, що вони належать різним кластерам. Перетік потужності між двома системами визначається рівнянням (2.19):

$$P_s + jQ_s = \frac{V_1 V_2 \sin(\delta) + j(V_1^2 - V_1 V_2 \cos(\delta))}{x} \quad (2.19)$$

Метрика для розбиття множини синхронних генераторів ЕЕС у групи по критерію мінімальних взаємних перетоків потужності включає компоненти амплітуди коливань та значення взаємного кута між двома підсистемами (фази коливань). При дослідженнях використана зважена евклідова метрика у формі (2.20):

$$d(\dot{S}_1, \dot{S}_2) = \sqrt{\left(\alpha(|\dot{S}_1| - |\dot{S}_2|)\right)^2 + \left(\beta(\arg(\dot{S}_1) - \arg(\dot{S}_2))\right)^2}, \quad (2.20)$$

де \dot{S}_i – комплексні коефіцієнти спектрального розкладу коливання, α, β – вагові коефіцієнти амплітуди та фази коливання відповідно.

Розбиття сукупності об'єктів на кластери передбачає подальший розгляд цих кластерів як нових агрегованих об'єктів. Для задач структурного аналізу ЕЕС точність агрегування визначається якістю кластеризації, а саме показниками:

1) максимальна міжкластерна відстань; 2) мінімальна внутрішньокластерна відстань; 3) якісне відображення характеристик груп їхніми центроїдами; 4) стабільність результату кластеризації.

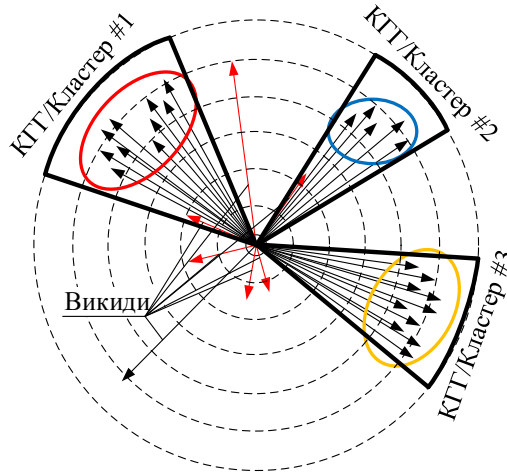


Рис.2.12. Форма розподілу комплексних коефіцієнтів частотного розкладання даних перехідних процесів зміни режимних параметрів СМПР

У результаті ієрархічної кластеризації (рис. 2.13, 2.14) показники (1, 2, 4) можуть бути безпосередньо оцінені для кожної відстані об'єднання (порогу когерентності – мінімального значення схожості (відмінності) між характеристиками двох ПП при якій об'єкти відносяться до одного кластеру).

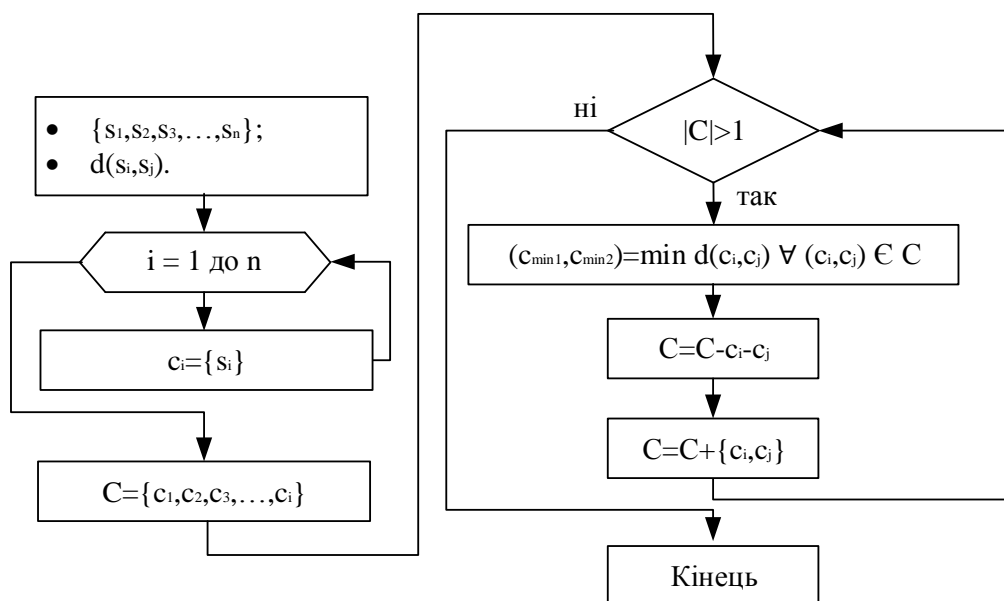


Рис.2.13. Алгоритм агломеративної ієрархічної кластеризації

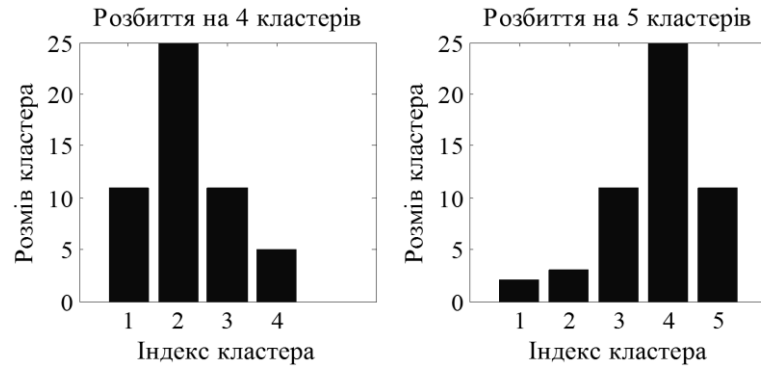


Рис.2.14. Величина кластерів отриманих в результаті ієрархічної кластеризації при поділі початкової множини вимірів на 4 та 5 кластерів

Результати ієрархічної кластеризації по евклідовій метриці (2.20) для шести збурень в ОЕС України виявили три когерентні групи генераторів на частоті 0.5 Гц при значенні порогу когерентності $\sim 1,5-2$ одиниці міжкластерної відстані (Додаток Д). Принципово відмітити подібність результатів кластеризації для усіх шести тестових сценаріїв. На підтвердження гіпотези про інваріантність результатів кластеризації КГГ з ПК на рис.2.15-2.16 наведено склад КГГ.

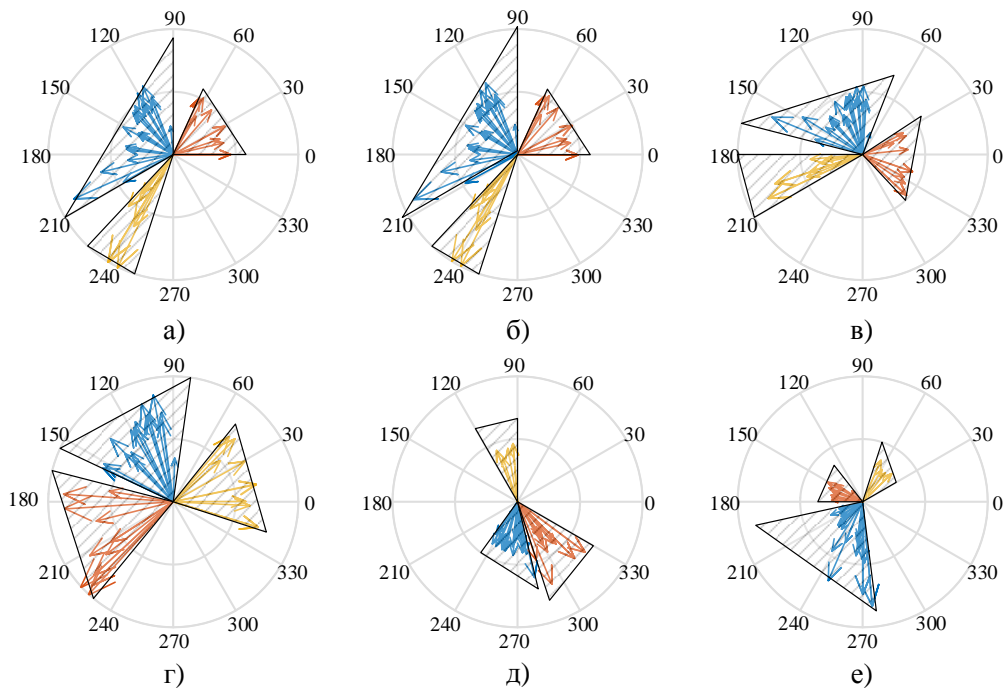


Рис.2.15. Векторна діаграма коливань СГ на частоті 0.5Гц при розрахункових збуреннях: а) КЗ ПС Донбаська 750 кВ, б) ПС Київська 750 кВ, в) ПС Західноукраїнська 750 кВ, г) відключення блоку 1ГВт РАЕС, д) ЗАЕС, е) ПУАЕС

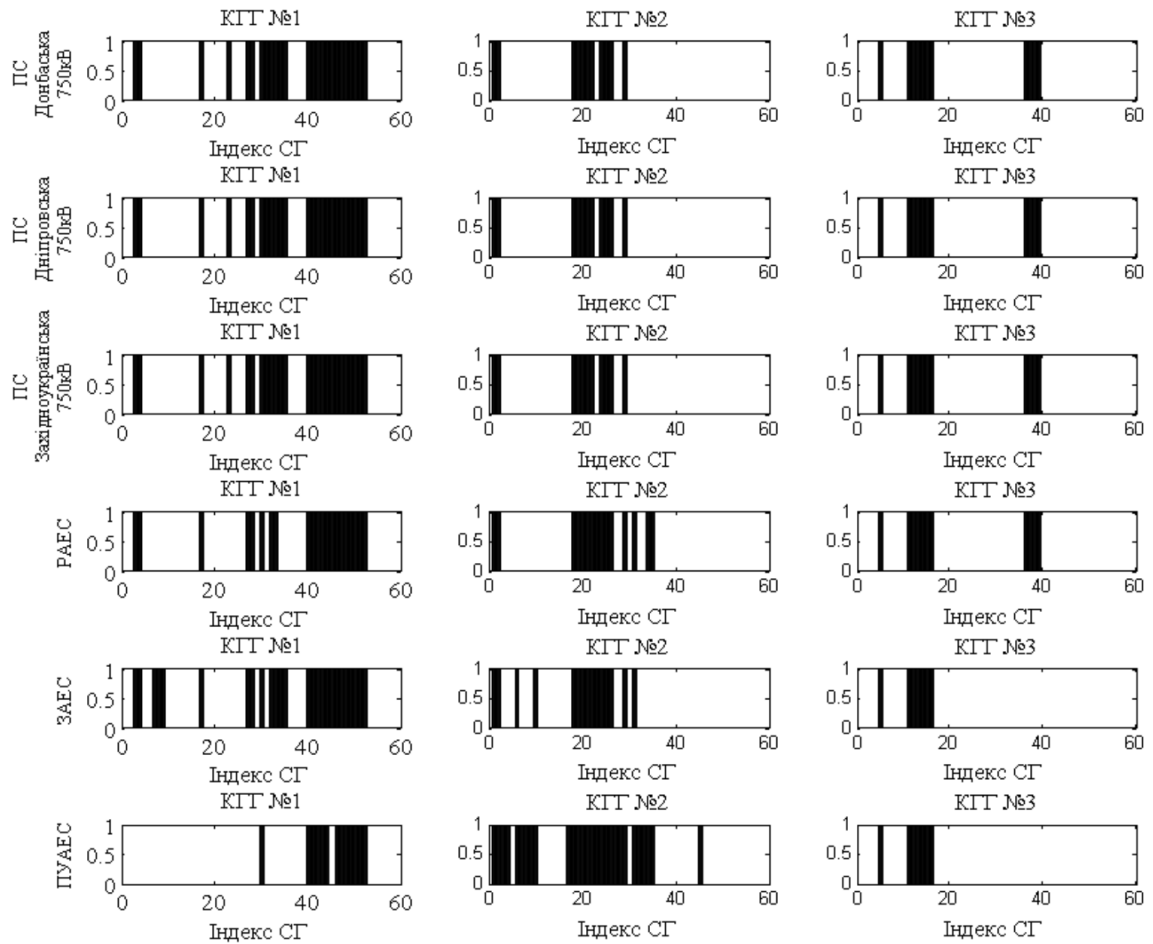


Рис.2.16. Склад КГГ з повільною когерентністю для розрахункових збурень



Рис.2.17. Склад когерентних груп генераторів, отриманих в результаті кластеризації

Отримані в результаті ієрархічної кластеризації групи можуть задовольняти показники якості 1, 2, 4. У випадку відсутності реєстраторів СМПР на усіх СГ когерентної групи погіршується якість відображення характеристик груп їхніми центроїдами. Тому запропоновано метод уточнення частоти центрів інерції КГГ на основі даних СМПР.

2.1.3.2. Аналіз методів визначення частоти центрів інерції когерентних груп генераторів на основі даних СМПР

Для КГГ притаманні «внутрішні» та «зовнішні» коливання. Частота центру інерції КГГ визначається «зовнішніми» коливаннями (рис.2.18).

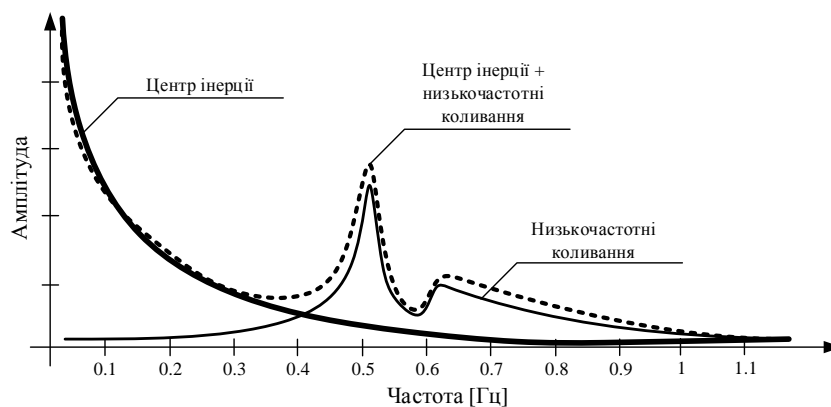


Рис.2.18. Амплітуди спектру коливань центру інерції та амплітуди спектру міжсистемних коливань

Для визначення частот центрів інерції кластерів необхідно провести фільтрацію зовнішніх коливань. Відсутність даних СМПР по усіх генераторах групи компенсується нормуванням спектральної потужності коливань генераторів в когерентних групах. Таким чином коливання з різною амплітудою але протилежною фазою («внутрішні» коливання КГГ) при зворотному перетворенні спектрів в сигнали коливань будуть повністю компенсовані.

Метод оцінки частоти центру інерції за допомогою даних вимірювань на основі дискретного перетворення Фур'є використовує відхилення

частоти в кожній КГГ, і з подальшим перетворенням в частотні спектри за допомогою дискретного перетворення Фур'є (Додаток Е).

На першому етапі відбувається розклад коливання кожного агрегату КГГ, для якого присутні дані вимірювання СМПР в дискретний спектр Фур'є \dot{S}_{ij} . Таким чином спектр коливання центру інерції КГГ \dot{S}_j складається зі спектрів \dot{S}_{ij} .

$$\dot{S}_j = \sum_{i=1}^n \dot{S}_{ij} \quad (2.21)$$

У випадку відсутності усіх даних вимірювань СМПР у КГГ генератори, що мають більшу амплітуду коливань будуть мати більший вплив на результат при визначенні частоти центру інерції. Проте більша амплітуда коливань свідчить про меншу постійну інерції агрегату, а тому частота коливань такого генератора не повинна сильно впливати на результат. Тому проведемо нормалізацію спектрів коливань, привівши усі амплітуди спектрів до одиниці.

На другому етапі, отримавши спектр коливань КГГ з нормалізованих спектрів агрегатів групи тепер отримаємо нормований спектр центру інерції без «внутрішніх коливань». Відновимо інформацію про амплітуду спектру помноживши спектр центру інерції на суму амплітуд спектрів агрегатів групи (2.22). В результаті оберненого перетворення Фур'є наближено отримуємо частоту центру інерції $\bar{\omega}$.

$$\dot{S}_{\text{ці},i} = \frac{\sum_{j=1}^n \frac{\dot{S}_{ij}}{|\dot{S}_{ij}|}}{\sum_{j=1}^n \frac{1}{|\dot{S}_{ij}|}} \quad (2.22)$$

Таким чином, на основі запропонованого підходу, використовуючи частоти в когерентних групах генераторів, визначених раніше, отримаємо частоти центрів інерції кластерів.

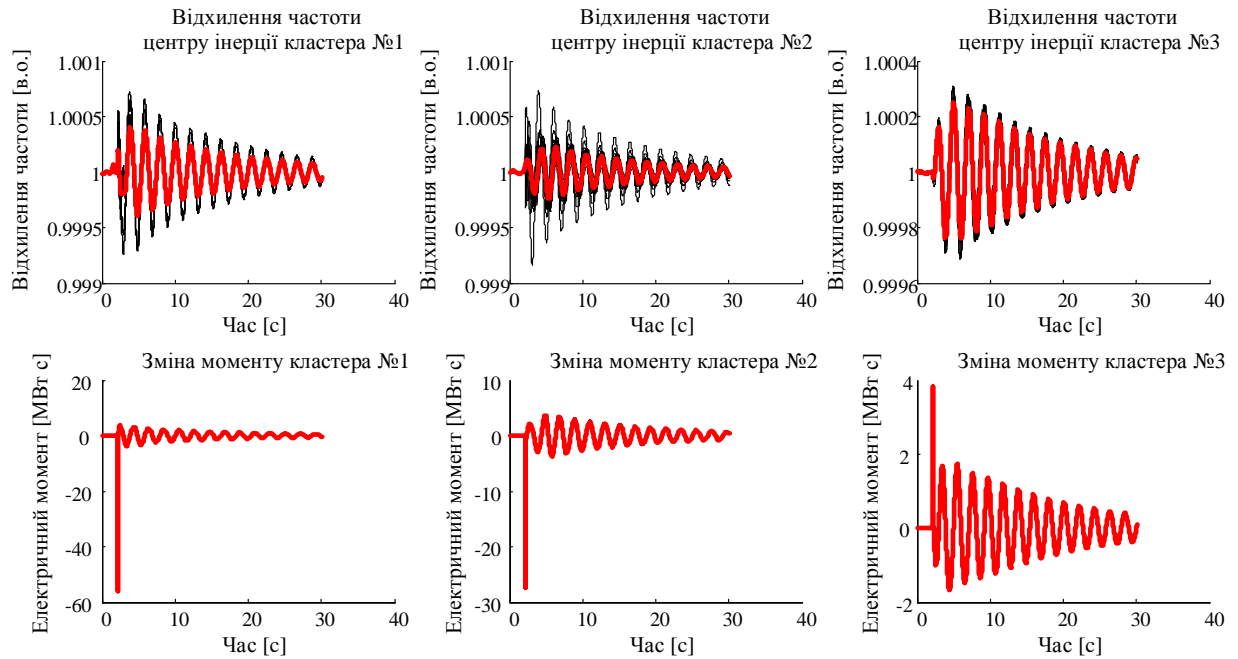


Рис.2.19. Результат розрахунку частоти центрів інерції та зміна моменту трьох КГГ
ОЕС України при збуренні на шинах 750кВ на ПС-750кВ Дніпровська

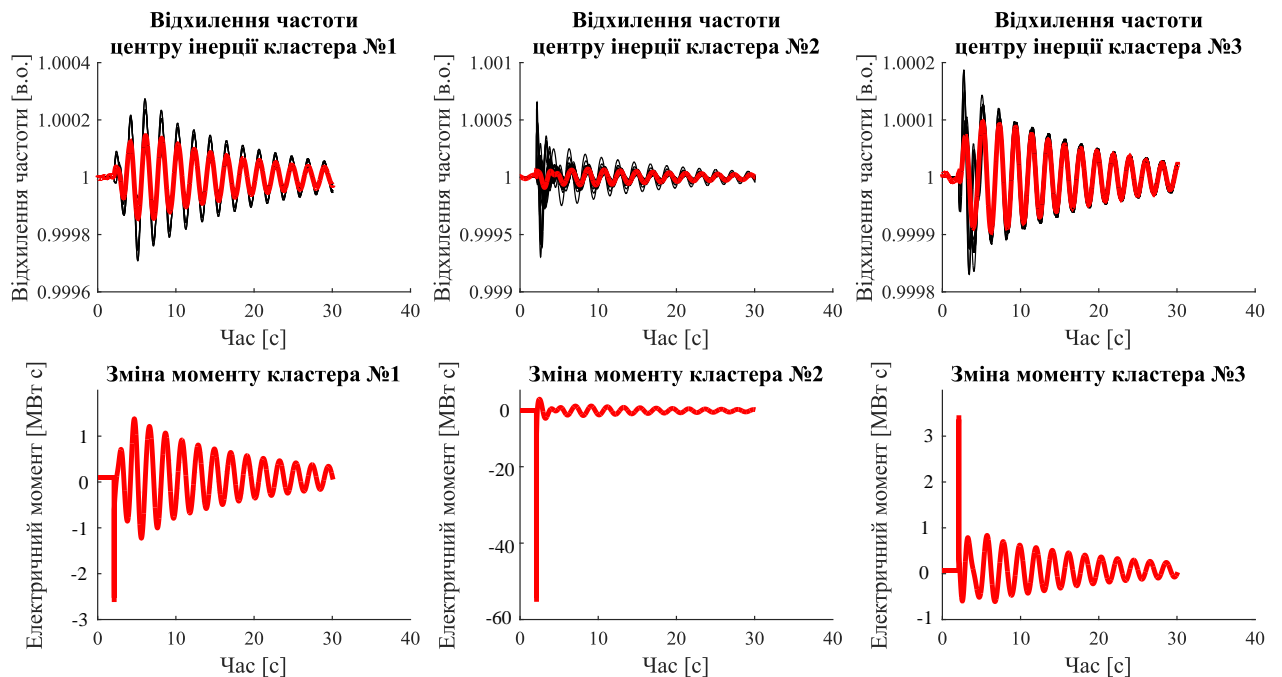


Рис.2.20. Результат розрахунку частоти центрів інерції та зміна потужності трьох КГГ
ОЕС України при збуренні на шинах 750кВ на ПС-750кВ Західноукраїнська

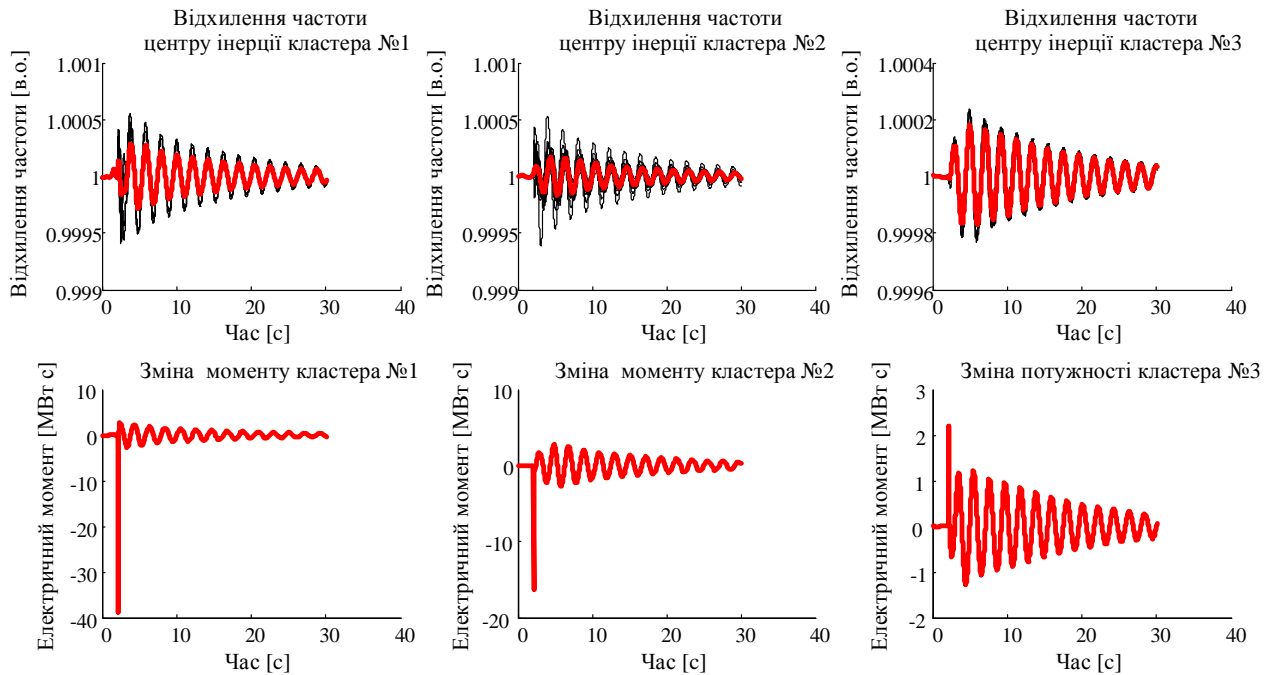


Рис.2.21. Результат розрахунку частоти центрів інерції та зміна потужності трьох КГГ
ОЕС України при збуренні на шинах 750кВ на ПС-750кВ Донбаська

Отримані результати (рис.2.19-2.21) дозволяють вирішити задачу вибору оптимальних місць розміщення засобів реєстрації. Для моніторингу значення частоти центрів інерції КГГ на обраній частоті доцільно встановлювати реєстратори на шинах, де СКВ зареєстрованої частоти від розрахованої частоти ЦІ мінімальне. Зміна потужності КГГ в перехідному режимі наближено пропорційна до зміни потужності найближчого до шин центру інерції синхронного генератора.

2.1.3.3. Ідентифікація динамічної моделі ОЕС України

Характер процесів, що відбувається в ЕЕС носить детерміновано-стохастичний характер. В загальному випадку детермінована частина ЕЕС може бути описана нелінійною моделлю, а стохастична – нестационарним випадковим процесом. Для задач ідентифікації перехідних процесів зміни частоти ЕЕС прийняті наступні припущення:

1. При незначних (10-15%) відхиленнях режимних параметрів, перехідні процеси зміни частоти можуть бути описані на основі використання лінійної моделі [91].
2. ЕЕС є спостережуваною через точки встановлення СМПП та керованою через точки прикладання керуючих впливів [92].
3. Шуми вимірювань та шуми процесів - центровані, стаціонарні білі шуми, некорельовані з входами системи.

Математичне моделювання великих систем супроводжується труднощами пов'язаними з відсутністю всієї інформації про структуру та параметри системи та складністю опису нестаціонарних нелінійних систем. За відсутності всіх необхідних (для синтезу моделі) відомостей про об'єкт, невідомі характеристики можна опосередковано отримати проаналізувавши перехідні процеси системи. Ідентифікація системи – процес побудови математичної моделі системи на основі отриманих в процесі її функціонування вхідних та вихідних сигналів. Для визначення полюсів характеристичного поліному ЕЕС широкого розповсюдження набув метод Проні, оснований на теорії статистичного аналізу сигналів, що використовує метод найменших квадратів (МНК) для мінімізації критерію адекватності моделі [93]. Метод пучка матриць (Matrix Pencil) дозволяє провести пряму ідентифікацію полюсів характеристичного поліному нелінійної системи [94]. Проте для формування моделі системи необхідно також ідентифікувати нулі характеристичного поліному. Використання методу ERA (Eigensystem realization algorithm) дозволяє отримати математичну модель ЕЕС у формі змінних стану, але потребує імпульсної характеристики системи, отримання якої для ЕЕС затруднене. Перспективними методами ідентифікації нестаціонарних, нелінійних систем є методи основані на перетворенні Гільберта-Хуанга, що використовують розкладання сигналу на емпіричні моди. Проте побудова лінійних моделей по результатам аналізу емпіричних мод утруднена інтерпретацією результатів [95].

Підпросторові методи [96] (N4SID, CVA, MOESP) дозволяють провести ідентифікацію лінійної моделі ЕЕС у формі (2.23), при пасивному експерименті у темпі близькому до реального часу, при наявності шумів у даних СМНР.

$$\begin{aligned}x_{k+1} &= Ax_k + Bu_k + w_k \\y_k &= Cx_k + Du_k + v_k \\E \begin{bmatrix} w_p & (w_q^T \quad v_q^T) \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} Q & S \\ S^T & R \end{bmatrix} \delta_{pq} \geq 0\end{aligned}\quad (2.23)$$

де A, B, C, D – матриці лінійної модель системи у формі змінних стану; w_k, v_k – шуми вимірювань та шуми процесу відповідно (центровані, стаціонарні білі шуми, некорельовані з входами); Q, S, R – коваріаційні матриці шумів; E – математичне очікування; δ_{pq} – дельта Кронекера.

Послідовність підпросторової ідентифікації системи наступна [158]:

1) Система визначена у формі змінних стану (2.24)

$$Y_f = \Gamma_i X_i + H_i^d U_f + H_i^s M_f + N_f, \quad (2.24)$$

де Γ_i – розширена матриця спостережуваності; H_i^d, H_i^s – нижні трикутні матриці Теплица;

2) Вихідні дані для ідентифікації – вектори синхронізованих вимірів режимних параметрів – вектор входу $\{u_1, u_2, u_3, u_4, u_5, \dots, u_k\}$ та вектор виходу $\{y_1, y_2, y_3, y_4, y_5, \dots, y_k\}$ системи

3) Ганкелеві інформаційні матриці з вимірів входів-виходів системи записані у формі (2.25):

$$U_{0|i-1} = \begin{bmatrix} u_0 & \dots & u_{j-1} \\ \dots & \dots & \dots \\ u_{i-1} & \dots & u_{i+j-2} \end{bmatrix}; Y_{0|i-1} = \begin{bmatrix} y_0 & \dots & y_{j-1} \\ \dots & \dots & \dots \\ y_{i-1} & \dots & y_{i+j-2} \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

$$U_p = U_{0|i-1}; U_f = U_{i|2i-1}; Y_p = Y_{0|i-1}; Y_f = Y_{i|2i-1}; W_p = \begin{pmatrix} Y_p \\ U_p \end{pmatrix}$$

З урахуванням наявності у вимірах центрованих, стаціонарних білих шумів, що некорельовані з входами (v_k, w_k) використовуються Ганкелеві інформаційні матриці стохастичної компоненти вимірів:

$$M_p = M_{0|i-1}; M_f = M_{i|2i-1}; N_p = N_{0|i-1}; N_f = N_{i|2i-1} \quad (2.26)$$

4) В результаті проекції порядкового простору Y_f на ортогональне доповнення порядкового простору $U_f - U_f^\perp$ (2.27)

$$Y_f/U_f^\perp = \Gamma_i X_i/U_f^\perp + H_i^d U_f/U_f^\perp + H_i^s M_f/U_f^\perp + N_f/U_f^\perp \quad (2.27)$$

отримано (так як шуми некорельовані $H_i^d U_f/U_f^\perp = 0$) вираз (2.28):

$$Y_f/U_f^\perp = \Gamma_i X_i/U_f^\perp + H_i^s M_f + N_f \quad (2.28)$$

5) Після перемноження ліва і правої компоненти (2.28) на вагові матриці W_1, W_2 отримуємо вираз (2.29)

$$W_1 Y_f/U_f^\perp W_2 = W_1 \Gamma_i X_i/U_f^\perp W_2 + W_1 (H_i^s M_f + N_f) W_2 \quad (2.29)$$

Вибір матриць W_1, W_2 визначає фізичну інтерпретацію отриманих у процесі ідентифікації змінних стану. Матриці W_1, W_2 повинні задовольняти умовам: ранг $W_1 \Gamma_i$ – відповідає рангу Γ_i ; ранг $X_i/U_f^\perp W_2$ – відповідає рангу X_i , $W_1 (H_i^s M_f + N_f) W_2 = 0$ – для виконання умови некорельованості шумів.

6) Сингулярний розклад детермінованої частини процесу (2.30):

$$W_1 Y_f/U_f^\perp W_2 = W_1 \Gamma_i X_i/U_f^\perp W_2, \quad (2.30)$$

на основі якого сформовані Ганкелеві інформаційні матриці, дозволяє розділити праву компоненту на складові (2.31):

$$(U_1 \quad U_2) \begin{pmatrix} S_1 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix} (V_1^T \quad V_2^T)^T \quad (2.31)$$

$$W_1 \Gamma_i = U_1 S_1^{1/2}$$

$$X_i/U_f^\perp W_2 = S_1^{1/2} V_2^T$$

Підбір W_2 дозволяє отримати Калмановські оцінки змінних стану \hat{X}_i та на наступній ітерації – оцінки \hat{X}_{i+1} .

7) З розв'язку системи (2.32) визначається детермінована частина моделі (матриці A, B, C, D) та стохастична частина моделі – (ρ_w, ρ_v) :

$$\begin{pmatrix} \hat{X}_{i+1} \\ Y_i \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A & B \\ C & D \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \hat{X}_i \\ U_i \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \rho_w \\ \rho_v \end{pmatrix} \quad (2.32)$$

Нехтуючи стохастичною компонентою, детермінована вирішується на основі методу найменших квадратів.

$$\min_{A,B,C,D} \left\| \begin{pmatrix} \hat{X}_{i+1} \\ Y_i \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} A & B \\ C & D \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \hat{X}_i \\ U_i \end{pmatrix} \right\|^2 \quad (2.33)$$

Після визначення матриць A, B, C, D , коваріаційні матриці стохастичної компоненти отримуються на основі виразу (2.34):

$$\begin{pmatrix} Q & S \\ S^T & R \end{pmatrix} = \frac{1}{j} \left[\begin{pmatrix} \rho_w \\ \rho_v \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \rho_w^T \\ \rho_v^T \end{pmatrix}^T \right] \quad (2.34)$$

Перевагою методів підпросторової ідентифікації є можливість явного задання порядку моделі, що ідентифікується. Оцінка порядку моделі може бути виконана на основі відомої інформації про структуру системи, або опосередковано з використанням сингулярного розкладу.

Для ЕЕС переважно відома інформація про склад синхронних генераторів приєднаних до мережі, навантаження по регіонам, основні електричні зв'язки (110-750кВ). Дані про склад обладнання використовуються при оцінці порядку моделі для ідентифікації.

При відсутності можливості прямої оцінки порядку моделі для ідентифікації, доцільно скористатися методами опосередкованого оцінювання на основі аналізу даних перехідного процесу. Метод головних компонент (МГК) використовується для зменшення розмірності даних з мінімальними втратами інформації, тобто фільтруючи тільки основні компоненти. МГК формує представлення простору даних коваріаційної матриці зареєстрованих процесів у вигляді ортогональних власних підпросторів [97]. Аналогічне визначення має сингулярний розклад Ганкелевої інформаційної матриці. Таким чином величина та кількість сингулярних чисел Ганкелевої інформаційної матриці вказують на розмірність моделі динамічної системи, перехідний процес якої досліджується.

На основі результатів визначення когерентних груп генераторів в ОЕС України розроблена запропонована структура трьохмашинної системи

(рис.2.22), що описує перехідні процеси зміни частоти центрів інерції КГГ ОЕС України.

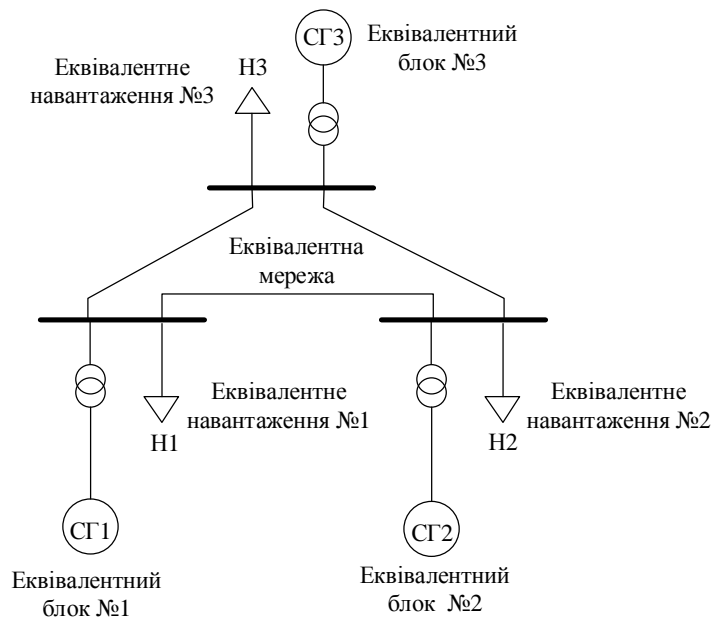


Рис.2.22. Структура трьохмашинної системи, еквівалентної ОЕС України з трьома КГГ

Виходячи з постановки задачі керування – ідентифікований об'єкт керування повинен коректно відображати основні процеси, що контролюються системою автоматичного керування.

Для регулювання частоти в перехідних режимах, відповідно до поставленої мети, модель повинна коректно описувати перехідні процеси в частотному діапазоні 0-5 Гц. В даному діапазоні відбуваються основні міжсистемні та міжстанційні коливання. Тому при виборі місць встановлення реєстраторів важливо забезпечити спостережуваність в обраному спектральному діапазоні. Детальніше про вибір місць встановлення реєстраторів та реалізації керівних впливів буде описано в третьому розділі.

Для дослідження процесу ідентифікації ЕЕС в програмному забезпеченні PowerFactory було створено еквівалентну до ОЕС України трьохмашинну систему. Параметри моделі обрані з огляду на склад когерентних груп генераторів ОЕС України та на основі даних еквівалентування електричних зв'язків між відповідними КГГ.

В якості вхідних даних для ідентифікації було обрано дані розрахованого перехідного процесу зміни частоти центрів інерції ОЕС України при 3-фазних коротких замиканнях на шинах приєднаннях еквівалентних генераторів. У якості вхідного сигналу (еквівалентному збурюючому впливу) обрано зареєстрований ПП зміни електричного моменту еквівалентних генераторів в центрах інерції КГГ.

Збурення в ЕЕС, що спричиняють перехідні процеси зміни частоти, призводять до перерозподілу потужності навантаження між генераторами. Періодичний характер перехідних процесів обумовлений інертністю обертових частин синхронних агрегатів, та дією синхронізуючої потужності. При реєстрації електричної потужності синхронних генераторів у вимірах спостерігається наявність як періодичної так і аперіодичної складової ПП. Для задач ідентифікації модальних характеристик системи, присутність періодичної складової у вхідних сигналах неприпустима, оскільки в такому випадку причина появи коливань на виході – коливання на вході, а передатна функція може бути представлена пропорційною ланкою. Зважаючи на це в задачах ідентифікації необхідно виконати фільтрацію періодичної складової. При відомій частоті НЧК аперіодична складова може бути виділена за допомогою полосового фільтра.

Отримані в результаті реєстрації перехідних режимів дані можуть містити шуми процесу та шуми вимірювань – похибки вимірювання (рис.2.23).

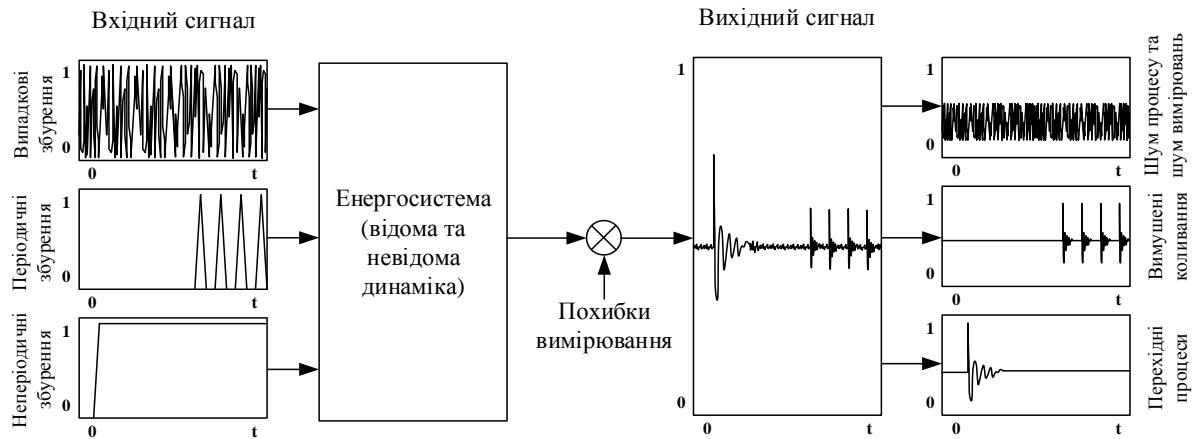


Рис.2.23. Складові синхронізованих вимірів системи моніторингу перехідних режимів

Використання підпросторових методів ідентифікації дозволяє використовувати у якості вхідних даних результати вимірювань з похибками. При цьому, приймається припущення, що отримані в результатів ідентифікації Калмановські оцінки змінних стану не містять компонент похибок вимірювань. Отримані результати (рис.2.24) ідентифікації системи по вимірам з похибками (адитивний білий шум з співвідношенням сигнал шум $ССШ_{дБ}=80$ дБ) засвідчують ефективність застосування підпросторових методів на даних з похибками.

Середньоквадратичне відхилення кривих перехідних процесів зміни частоти отриманої в результаті ідентифікації моделі порівняно з зареєстрованими даними не перевищує 10^{-3} Гц, що дає змогу стверджувати про успішність ідентифікації.

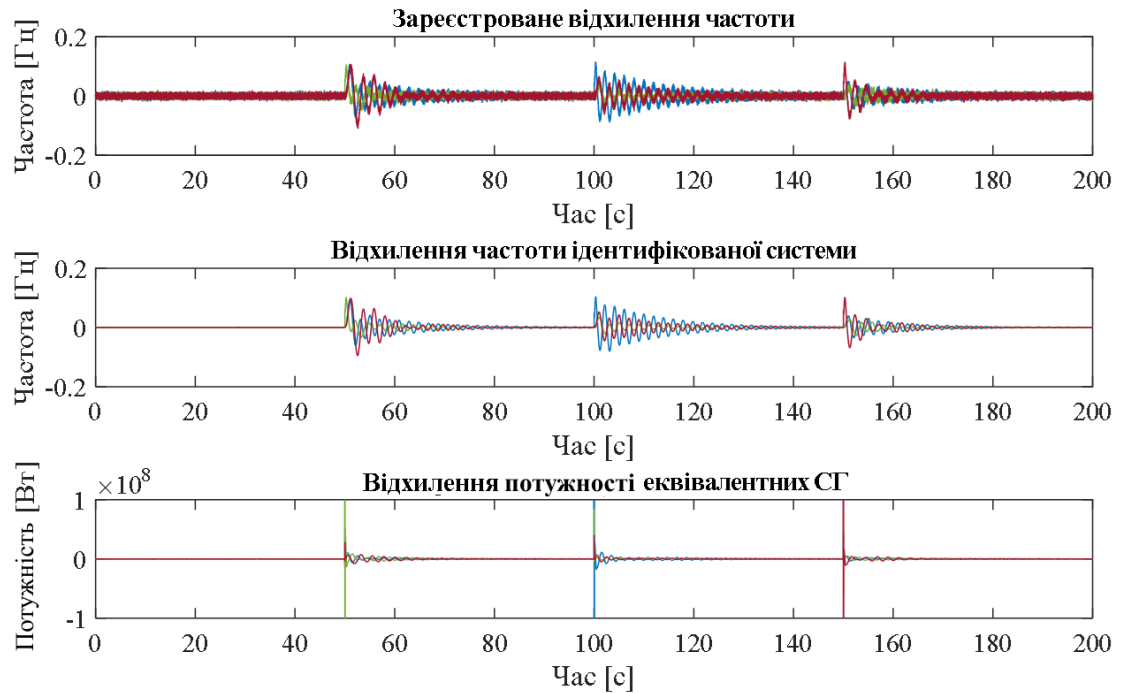


Рис.2.24. Результати ідентифікації моделі ЕЕС

Модальний аналіз, отриманої в результаті ідентифікації, моделі ЕЕС (табл.2.3) показав наявність характерних мод, частоти яких відповідають частотам слабодемпфованих НЧК в ОЕС України з частотою 0.5Гц, що дозволяє стверджувати про успішність ідентифікації моделі і в частотній області.

Полюси, отриманої в результаті ідентифікації, моделі ЕЕС

Мода	Демпфування	Частота, Гц
$-0.0097 + 0.0000i$	1.0000	0,001545
$-0.1166 + 0.0000i$	1.0000	0,018567
$-0.3122 + 1.2879i$	0.2356	0,211019
$-0.3122 - 1.2879i$	0.2356	0,211019
$-0.4918 + 1.5722i$	0.2985	0,262309
$-0.4918 - 1.5722i$	0.2985	0,262309
$-0.0053 + 3.1397i$	0.0017	0,499952
$-0.0053 - 3.1397i$	0.0017	0,499952
$-0.0001 + 3.1403i$	>0.00001	0,500048
$-0.0001 - 3.1403i$	>0.00001	0,500048
$-0.0022 + 3.1437i$	0.0007	0,500589
$-0.0022 - 3.1437i$	0.0007	0,500589

Ідентифікація моделі ЕЕС при збуреннях дозволяє оперативно передбачити рівень та форму зміни частоти в регіонах електроенергетичної системи. Використання ідентифікованої моделі об'єкту керування у поєднанні з інформаційним забезпеченням СМІР дозволяє системам автоматичного регулювання частоти ЕЕС враховувати взаємний вплив когерентних груп генераторів на перехідний процес зміни частоти. Отримані результати дають можливість перейти до вирішення питання підвищення якості перехідних процесів зміни частоти ЕЕС шляхом використання теорії оптимальних систем.

В процесі керування важливо визначити засоби керування які здатні реалізувати сформовані керівні впливи. З метою залучення ВДЕ до процесів регулювання частоти ЕЕС та зважаючи на притаманну ВДЕ маневреність, запропоновано використати ВДЕ як засоби регулювання частоти ЕЕС в перехідних режимах.

2.2. Дослідження підходів до залучення відновлюваних джерел енергії до регулювання частоти електроенергетичної системи

2.2.1. Аналіз методів регулювання потужності відновлюваних джерел енергії в перехідних режимах

В системах зі значною часткою генерування ВДЕ (наприклад, ВЕС) в енергобалансі непередбачувані погодні умови можуть значно порушувати баланс потужностей ЕЕС. У випадку аварій, що призводять до відключення ліній електропередач, перерозподіл перетоків потужності в системі зі значною часткою ВДЕ може призвести до перевантаження окремих ЛЕП і подальшому розвитку аварії. Зважаючи на це, системними операторами встановлюються робочі межі (кероване обмеження видачі потужності ВДЕ [100]) та постійні часу автоматичних регуляторів потужності ВДЕ [99].

Швидкість зміни частоти ЕЕС після збурення визначається величиною запасеної кінетичної енергії синхронних обертових мас системи. Більш інерційні ЕЕС мають меншу швидкість зміни та менше відхилення частоти, так як системи первинного регулювання швидкості обертання турбін мають більше часу на активацію. При частоті нижче критичного рівня, автоматика відокремлює ВДЕ на автономну роботу, що в свою чергу, призведе до подальшого утягнення режиму, зменшення частоти і в гіршому випадку, до системної аварії. Так експериментально було визначено [101], що у випадку значних збурень, при підвищених рівнях швидкості зміни частоти зі збільшенням рівнів вітрової генерації, не всі генератори (вітрові і синхронні) зможуть залишатися в синхронізмі з мережею (порушується динамічна стійкість). Також дослідження [101] показали, що значне збурення біля великого скупчення ВЕС може викликати відокремлення ВЕС на автономну роботу, що створить значний дисбаланс активної потужності в системі. Це може призвести до ще більш серйозної аварії, якщо ВЕС швидко не приєднається до мережі та не відновить видачу активної потужності.

Вирішення даної проблеми полягає або у зменшенні швидкості зміни частоти або у збільшенні швидкодії засобів первинного регулювання частоти, що передбачає необхідність модернізації існуючих систем керування синхронних генераторів ТЕС, ТЕЦ, ГЕС, ГАЕС. Зменшення швидкості зміни частоти або збільшення запасу кінетичної енергії обертових мас вбачається більш гнучким та економічним рішенням з огляду на той факт, що причина проблема, як її вирішення полягає у режимі функціонування одних і тих самих об'єктів – ВДЕ [101].

В роботах [102-103] досліджувалися характеристики вітротурбін зі змінною швидкістю обертання турбіни та інверторним приєднанням до мережі в аспекті підтримки частоти безпосередньо після збурення, як і автори [104] в роботах досліджено взаємозв'язок рівня кінетичної енергії обертових мас ЕЕС, ефективності регулювання частоти в перехідних режимах та межею динамічної стійкості системи. Встановлено, що зменшення системної інерції внаслідок заміщення традиційних синхронних генераторів – відновлюваними, з інверторним приєднанням, різко негативно відображається на якості функціонування існуючих систем регулювання частоти (у зв'язку зі збільшенням частки навантаження синхронних генераторів при початковому розподілі небалансу (при збуреннях)) та меж динамічної стійкості енергосистеми. Додатково відзначено існування впливу графіків споживання та характеристик навантажень на системну інерцію. Вирішення проблеми зменшення рівня кінетичної енергії вбачається у використанні регулятора віртуальної інерції, що вирішують проблему відсутності інерційного відгуку ВДЕ з інверторним приєднанням. В роботі [105] досліджено підходи до залучення вітроустановок до регулювання частоти ЕЕС. Найбільш вдалим визнано метод реалізації РВІ на основі швидкого частотного відгуку, як з технічної точки зору, так і з поглядів на динамічну та коливну стійкість.

Тенденції до збільшення частки генерування установок з інверторним приєднанням в енергобалансі ЕЕС та вплив цього процесу на інерцію

системи досліджується в роботі [103]. Встановлено, що при заміні синхронних генераторів ЕЕС на ВДЕ з інверторним приєднанням спостерігається зменшення постійної інерції енергосистеми, при цьому частота ЕЕС стає більш чутливою до збурень. В роботі [103] проводиться порівняння різних методів використання кінетичної енергії вітрових турбін. Зроблено висновок, що існуючі вітроустановки здатні короткочасно збільшувати вихідну потужність до 10-15% від фактичної.

Дослідження [106] визначає основні етапи залучення вітропарків до регулювання частоти ЕЕС: обчислення/оцінки кількісних показників необхідних керуючих впливів, розробка заходів щодо визначення впливу вітропарків на системну інерцію та ефект від застосування стратегій управління на вітровими турбінами. У дослідженні [106] необхідність підтримки частоти вітровими установками ґрунтується на порівнянні прогнозованих рівнів виробництва електроенергії ВДЕ з сучасними. Автори [106] прийшли до висновку, що прибуток як інтегральний показник залежить від необхідного рівня безпеки (меж стійкості) та ціни за кВт спожитої/згенерованої потужності, тому впровадження систем регулювання потужності ВДЕ обумовлено не тільки технологічними але й економічними чинниками.

Використання сонячних фотоелектричних станцій у якості засобів регулювання частоти системи обмежене лише особливостями графіку генерування СЕС. При наявності сонячного випромінювання СЕС має резерв на розвантаження у розмірі поточної величини генерування. Резерв на завантаження СЕС забезпечується на основі обмеження генерування СЕС. Результати останніх досліджень [159] свідчать про ефективність використання інверторів СЕС для забезпечення інерційного відгуку. Показано, що швидкість завантаження та розвантаження обмежені тільки характеристиками інвертора СЕС.

2.2.2. Аналіз вимог до забезпечення інерційного відгуку відновлюваних джерел енергії

Наразі компанія Electric Reliability Council of Texas працює над вимогами до інерційного відгуку [119], було розроблено програмно технічний комплекс який у реальному часі дозволяє оцінити наявний запас кінетичної енергії в заданій області та на заданому проміжку диспетчерського графіку. Інерційний відгук обраховується як відношення втрати потужності (збурення) до різниці частоти до збурення та максимального її відхилення. При корекції диспетчерського графіка система автоматично визначає умови роботи з невідповідним інерційним відгуком даючи змогу оператору скоригувати розподіл потужності [120].

В свою чергу компанія HydroQuebec розробила ряд стандартів для вітроустановок встановленою потужністю більше 10 МВт [121], які окрім іншого визначають вимоги до участі у регулюванні частоти шляхом забезпечення інерційного відгуку. Вимоги HydroQuebec здебільшого стосуються забезпечення вітроустановок необхідними (очікуваними) динамічними показниками які б не шкодили надійному електропостачанню. В процесі досліджень в Hydro-Quebec дійшли до висновку, що оптимальним рішенням буде припис вітроустановкам збільшувати свою потужність на 5% на 10с при пониженні частоти нижче встановленого рівня [122]. В дослідженнях розглядалися дві основні форми відгуку: стрибкоподібна та лінійно наростаюча (табл.2.4)

Таблиця 2.4

Параметри налаштування регуляторів віртуальної інерції стандартизовані
Hydro-Quebec

Параметр	Пояснення	Пропорційна залежність	Стрибкопод. залежність
Зона нечутливості	Відхилення частоти при якому активується регулятор.	0.3 Гц	0.5 Гц
Рівень збільшення активної потужності	Мінімальний рівень на який станція повинна збільшити свою потужність.	6%	6%
Час видачі додаткової потужності	Мінімальний час, на який станція повинна зафіксувати додаткову потужність переходом у стадію відновлення.	10 с	10 с
Час активації	Максимальний час після збурення перед початком видачі додаткової потужності.	1 с	1 с
Час переходу	Мінімальний час переходу у фазу відновлення ефективної частоти обертання турбіни.	3.5 с	3.5 с
Максимальний рівень зменшення генерування при відновленні	Максимальний рівень зменшення генерування під час фази відновлення.	20%	20%

2.2.3. Моделювання віртуальної інерції вітрових електростанцій

Типові вітроелектростанцій складаються з груп турбін, які виконані за однаковою технологією [108-109]. Ці технології розрізняються за вартістю, складністю, ефективністю відбору потужності, вітру і використовуваного обладнання. У роботах [110-111], вітрові турбіни були розділені на чотири основних типи: турбіна з постійною частотою обертання; турбіна з змінною частотою обертання; турбіна з асинхронним генератором подвійного збудження; повноконверторна турбіна.

Сучасні вітрові електростанції це складні електромеханічні пристрої керовані за допомогою цифрових контролерів (ПЛК) на вхід яких поступає

інформація про режим роботи електричної мережі, погодні умови, уставки центральних регуляторів. Основними задачами ПЛК вітротурбін є контроль силових перетворювачів-інверторів, положення лопатей, контроль усталеної та перехідної напруги, активної та реактивної потужності, $\cos\phi$, частоти тощо.

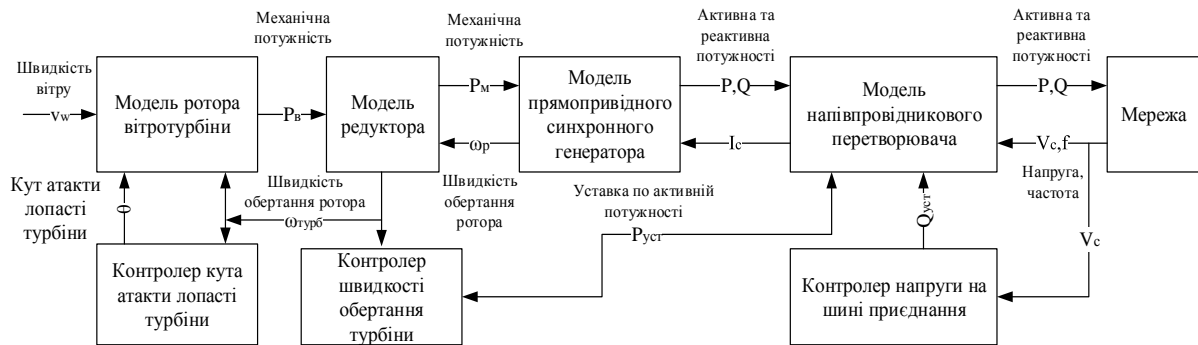


Рис.2.25. Структурна модель вітрової електричної станції

Реалізація інерційного відгуку на вітрових турбінах передбачає розробку алгоритму отримання додаткової енергії з вітротурбіни шляхом використання кінетичної енергії обертових мас або за допомогою обмеження генерування. Перспективним вважається використання кінетичної енергії обертових мас вітротурбін (зі змінною швидкістю обертання) в поєднанні з простим у реалізації дискретним керуванням.

Для опису задач реалізації інерційного відгуку (ІВ) ВЕС виділено функціональну частину основного ПЛК. Підсистема яка відповідає за формування ІВ – регулятор віртуальної інерції (РВІ).

Основною задачею РВІ вітротурбіни є формування інерційного відгуку, форма реалізації якого основана на інформації про наявні запаси кінетичної енергії ВЕС, характері та якості перехідного процесу ЕЕС, а також інформації про алгоритми та уставки систем релейного захисту та автоматичного управління електричної мережі. У випадку формування занадто потужного/слабкого інерційного відгуку, неузгодженості у часі активація РВІ, тощо, інерційний відгук може негативно вплинути на перехідний режим за частотою ЕЕС.

Резерви для інерційного відгуку представляють собою додаткову енергію $\Delta E_{\text{Додатк}}$, яка може бути отримана від вітротурбіни та віддана в електричну мережу для стабілізації перехідного режиму. Важливо зауважити, що $\Delta E_{\text{Додатк}}$ розглядається як резерв на завантаження та розвантаження. Для «безпечного» використання інерційного відгуку ВЕС необхідно визначити: величину додаткової енергії $\Delta E_{\text{Додатк}}$ може бути згенеровано/спожито з мережі вітровою турбіною, часу ($T_{\text{Додатк}}$) генерування/споживання додаткової енергії $\Delta E_{\text{Додатк}}$.

У випадку активації регулятора віртуальної інерції на час $T_{\text{Додатк}}$, енергетичний баланс прийме вид:

$$\Delta E_{\text{Аеро}} - \Delta E_{\text{Електр}} - \Delta E_{\text{Втрат}} - \Delta E_{\text{Кінетичн}} = 0 \quad (2.35)$$

де $\Delta E_{\text{Аеро}}$ – зміна в енергії, отриманої з енергії вітру [Дж]; $\Delta E_{\text{Електр}}$ – зміна в енергії, згенерованої в мережу [Дж]; $\Delta E_{\text{Втрат}}$ – зміна втрат енергії ВЕС (електричні та механічні) [Дж]; $\Delta E_{\text{Кінетичн}}$ – зміна і енергії, отриманої з кінетичної енергії обертових частин ВЕС [Дж].

Тоді використовуючи залежності для потужності отримуваної з одного вітроагрегату

$$P_{\text{м}}(\lambda, V_{\text{вітру}}) = C_p \left(\frac{1}{2} \rho A V_{\text{в}}^3 \right) = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_{\text{вітру}}^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.36)$$

де $P_{\text{м}}$ – механічна енергія отримана з вітру [Вт]; ρ – густина повітря [кг/м³]; C_p – коефіцієнт потужності вітротурбіни (λ – відносна швидкість кінця лопасті); β – кут атаки лопаті [градус]; A – площа захоплення вітру [м²].

Нехтуючи втратами в механічній частині ВЕС [112] та похідними вищих порядків C_p при постійній швидкості вітру та частоті обертання турбіни отримуємо:

$$\left(\frac{K_{\text{Аеро}} R_t V_{\text{в}}^2 T_{\text{Додатк}} \frac{\partial C_p}{\partial \lambda}}{2} - J_t \omega_t^0 \right) \Delta \omega_t - \frac{J_t}{2} \Delta \omega_t^2 = \Delta E_{\text{Додатк}} \quad (2.37)$$

де $K_{\text{Аеро}}$ – коригуючий коефіцієнт, що враховує площу захоплення вітру, щільність повітря та математичні константи [в.о.]; R_t – радіус

вітротурбіни [м]; $V_{\text{вітру}}$ – швидкість вітру [м/с]; J_t – момент інерції вітротурбіни [кг м²]; $\frac{\partial C_p}{\partial \lambda}$ – чутливість коефіцієнту потужності вітротурбіни до зміни кутової швидкості обертання.

Важливо відмітити, що згідно (2.37) зміна частоти обертання турбіни $\Delta\omega_t$ – залежить не тільки від $\Delta E_{\text{Додатк}}$ але й від $T_{\text{Додатк}}$. Причому при зменшенні $T_{\text{Додатк}}$ при постійному $\Delta E_{\text{Додатк}}$, $\Delta\omega_t$ – зменшується.

Залежність (2.37) використовується для розрахунку оптимальних значень $T_{\text{Додатк}}$ при врахуванні можливих технологічних обмеженнях ВЕС: мінімальної швидкості обертання турбіни, максимально допустимої (короткострокової) швидкості обертання турбіни, максимального перевантаження по потужності, максимального перевантаження по механічному моменту, мінімальної електричної потужності, максимальної швидкості зміни уставки по потужності, тощо.

Для контролю запасів кінетичної енергії ВЕС доцільно використати метод обмеження ефективності ВЕС. За допомогою керованих лопатей вітроустановка перетворює потужність потоку повітряної маси в механічну енергію з різною ефективністю. Ефективність перетворення енергії залежить від аеродинамічних характеристик лопатей та чисельно характеризується показником λ :

$$\lambda = R\omega/V_{\text{вітру}}, \quad (2.38)$$

де $V_{\text{вітру}}$ - швидкість вітру, R – радіус турбіни (робочої зони), ω - кутова швидкість обертання турбіни.

Крива ефективності використання енергії вітру $C_p(\lambda)$ показана на рис.2.26. Дана залежність нелінійна [113] та має максимум в точці $C_p^{\text{опт}}(\lambda)$. на оптимальному коефіцієнті $\lambda_{\text{опт}}$.

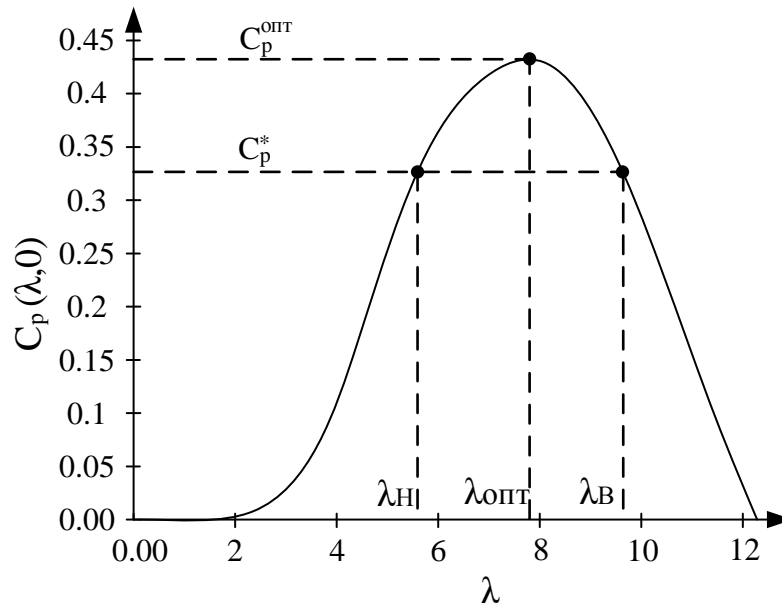


Рис.2.26. Крива ефективності перетворення потужності $C_p(\lambda)$.

Крива ефективності використання енергії вітру $C_p(\lambda)$ показана на рис.2.26. Дана залежність нелінійна та має максимум в точці $C_p^{\text{опт}}(\lambda)$. на оптимальному коефіцієнті $\lambda_{\text{опт}}$.

При роботі турбіни не в точці оптимального використання енергії вітру $\lambda \neq \lambda_{\text{опт}}$ вітроустановка працює на зменшеній потужності яка характеризується коефіцієнтом розвантаження α [113]. На діапазоні $\lambda_{\text{н}} \dots \lambda_{\text{в}}$ коефіцієнт ефективності використання енергії вітру дорівнює $C_p^*(\lambda)$ та більше. Тоді α можна визначити як

$$\alpha = \left(1 - \frac{C_p^*(\lambda)}{C_p^{\text{опт}}(\lambda)}\right) \cdot 100 \quad (2.39)$$

Для заданої швидкості вітру $V_{\text{вітру}}$ – при заданому α , кутова швидкість турбіни може бути зменшена з $\omega_{\text{н}}$ до $\omega_{\text{л}}$ в діапазоні

$$[\omega_{\text{н}}, \omega_{\text{в}}] = \frac{V_{\text{вітру}}}{R} [\lambda_{\text{н}}, \lambda_{\text{в}}] \quad (2.40)$$

Ефект від такого зниження показаний на рис.2.26. Різниця в кінетичній енергії може бути використана для видачі в мережу $\Delta E_{\text{Додатк}}$ протягом часу $T_{\text{Додатк}}$. Таким чином перехід до неоптимального $C_p^*(\lambda)$ створює резерв кінетичної енергії на вітроустановці [113].

Кількість кінетичної енергії залежить від робочої швидкості турбіни та інерції ротора згідно з залежністю

$$\Delta E_K(V_{\text{вітру}}, \lambda_v) = \frac{1}{2} J \left(\frac{V_{\text{вітру}}}{R} \right)^2 (\lambda_v^2 - \lambda_n^2) \quad (2.41)$$

де λ_n відповідає такому λ , що $C_p(\lambda_v) = C_p(\lambda_n)$.

Після інерційного відгуку (віддачі енергії $\Delta E_{\text{доплатк}}$) аеродинамічна ефективність ВЕС зменшується відповідно до зменшення частоти обертання турбіни. В цьому випадку, для відновлення оптимальних умов генерування ВЕС необхідно зменшити електричну потужність ВЕС до рівня рівного або нижчого поточному механічному навантаженню.

Для підтримки мережі при збуреннях, що приводять значних небалансів потужності, згідно вимог Hydro-Quebec, вітрові турбіни повинні забезпечувати інерційний відгук: «Система керування видачею потужності повинна забезпечити інерційний відгук на рівні еквівалентного синхронного генератора з постійною часу 3.5с. За вимогою інерційного відгуку регулюючі станції повинні збільшувати свою активну потужність щонайменше на 5% на час не менше 10 с».

Відповідно до вимог ENTSO-E, від електростанцій вимагається відгук по активній потужності понад планові рівну у формі рис.2.27 «для обмеження швидкості зменшення частоти при втраті генерування». Реакція повинна бути реалізована протягом 200 мс та «первинна видача додаткової потужності повинна бути узгоджена з рівнем швидкості зміни частоти енергосистеми». Системні оператори повинні визначити часові рамки реалізація підтримки мережі та інтервал відновлення «резервів». Регулятор ВІ повинен містити блок налаштування зони нечутливості до швидкості зміни частоти та блок обмеження потужності.

Мережеві кодекси визначають дві основні форми інерційного відгуку. Перша – на основі пропорційного закону по критерію швидкості зміни частоти, друга – на основі стрибкоподібного закону, який дозволяє максимально ефективно використати запас кінетичної енергії вітротурбіни.

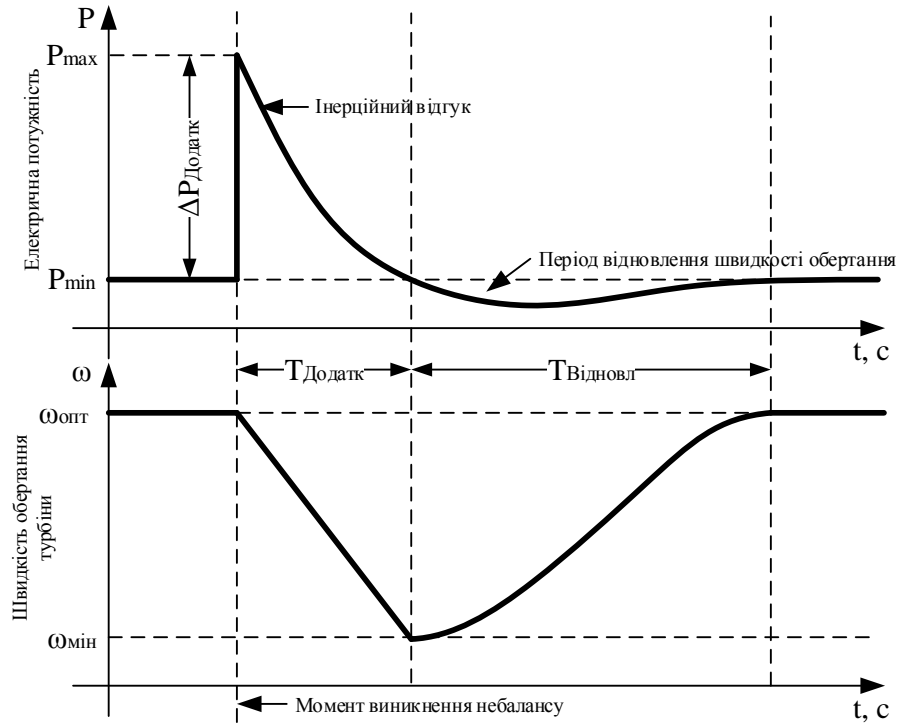


Рис.2.27. Форма інерційного відгуку згідно вимог ENTSO-E

Для вітростанцій $\frac{df}{dt}$ регулятор визначає корекцію уставки “оптимального” моменту для конкретного режиму. Реалізація $\frac{df}{dt}$ регулятора інерції зображені на рис 2.28.

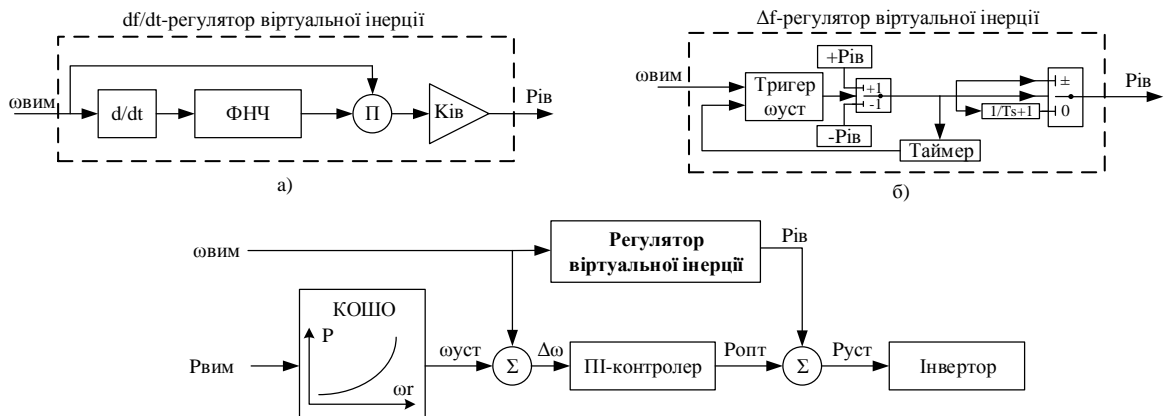


Рис.2.28. Структурна схема регулятора віртуальної інерції в складі регулятора швидкості обертання турбіни ВЕС

Динамічно збільшивши уставку моменту на турбіні регулятор фактично вивільняє запасену в ній кінетичну енергію, що приводить до зменшення швидкості її обертання. Одразу після цього активується контролер підтримки максимальної потужності, що протидіє $\frac{df}{dt}$ регулятору.

Проте постійна часу повороту лопатей турбіни значно більша за час інерційного відгуку, тому оперативну задачу підтримки частоти в початковий момент часу $\frac{df}{dt}$ регулятор виконує успішно.

Альтернативним підходом до забезпечення керованого інерційного відгуку ВДЕ є використання дискретного Δf регулятора, який підвищує генерування ВЕС на попередньо визначене значення ($\Delta P_{\text{Додатк}}$) на час $T_{\text{Додатк}}$. Порівняно з $\frac{df}{dt}$ регулятором, Δf регулятор – простіший у реалізації, проте потребує більш точного налаштування уставок $\Delta P_{\text{Додатк}}$ та $T_{\text{Додатк}}$.

В програмному забезпеченні PowerFactory в структуру автоматичної системи керування вітротурбіною (рис.2.28) інтегровано РВІ ($\frac{df}{dt}$ регулятор та Δf регулятор).

Для дослідження роботи РВІ в динамічних режимах ЕЕС з ВЕС було обрано стандартну 14-шинну тестову модель мережі IEEE (рис.2.29). ВЕС з РВІ встановлено на шині №5. Збурення вноситься на 20й секунді моделювання, шляхом стрибкоподібного збільшення навантаження на шині №2 (+10МВт). Генератори, що приєднані до шини №1 та №2 приймають участь в первинному регулюванні частоти.

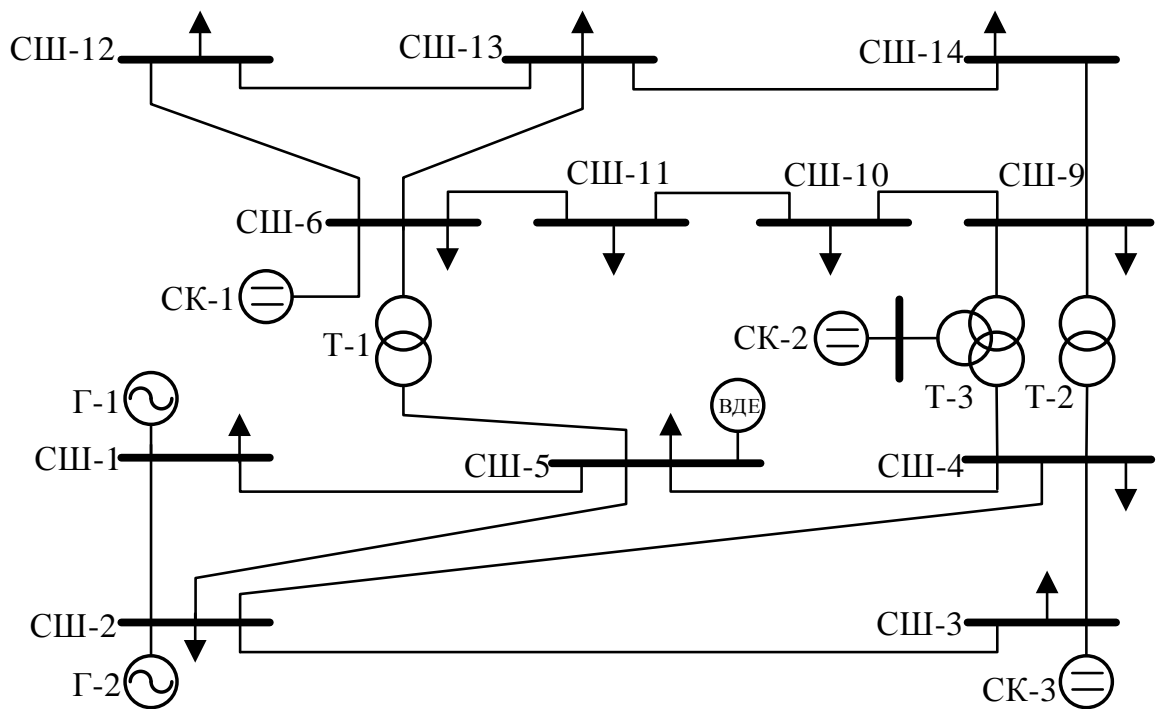


Рис.2.29. Однолінійна схема тестової мережі для дослідження роботи регуляторів віртуальної інерції (IEEE 14-bus);

До складу даної схеми входять мережі з класами напруг 10, 115 та 230 кВ, а також наступні елементи:

- синхронні генератори Г-1, Г-2;
- вітростанція ВЕС;
- синхронні компенсатори СК-1, СК-2 та СК-3;
- двообмоткові трансформатори Т-1 та Т-2;
- триобмотковий трансформатор Т-3;
- 16 ліній електропередачі (ЛЕП), з них 8 ЛЕП – напругою 230 кВ і 8 ЛЕП – напругою 115 кВ;
- 12 навантажень.

Для вітрової турбіни використано автоматичну систему керування (рис.2.30) з інтегрованим регулятором віртуальної інерції.

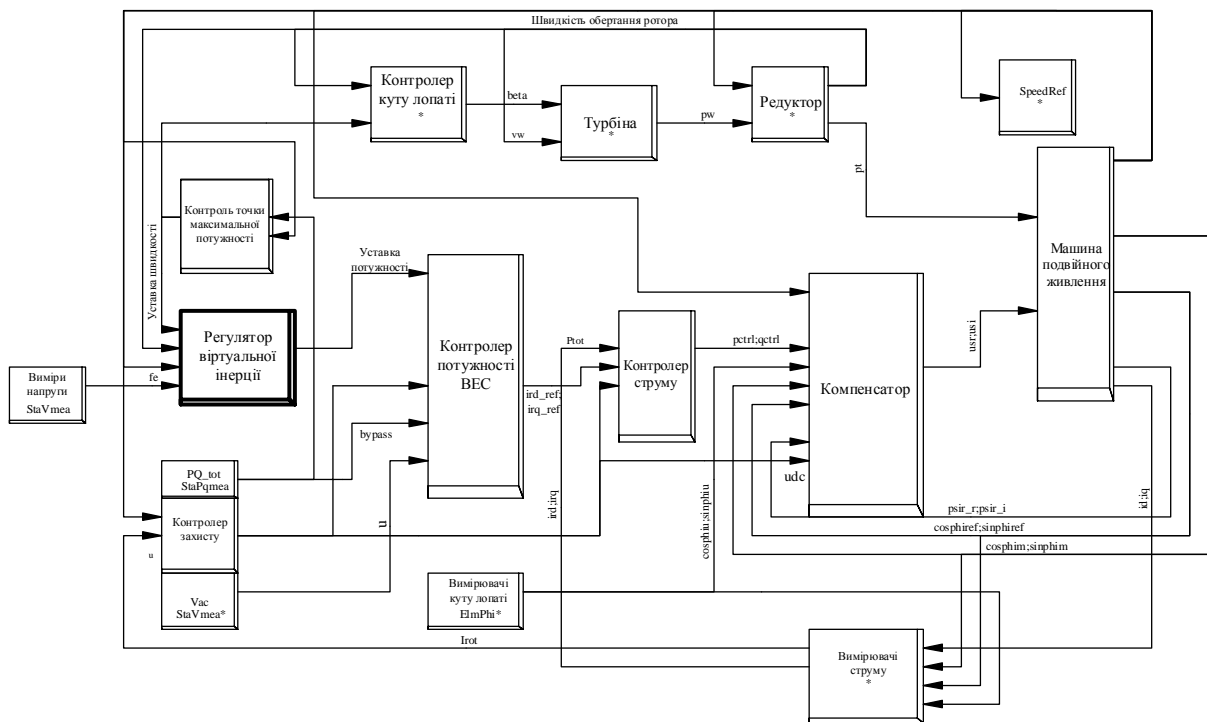


Рис.2.30. Структура автоматичної системи керування вітротурбіною з регулятором віртуальної інерції

Для дослідження роботи df/dt та Δf - регуляторів в перехідних режимах по частоті, було проведено ряд експериментів при аналогічному збуренні (виникнення небалансу – накид навантаження) та при різних уставках регулятора віртуальної інерції. Для диференційного регулятора були обрані еквівалентні постійні інерції на рівні 0, 1, 5 та 10с. Для Δf регулятора час видачі додаткової потужності (інерційного відгуку) складав 1, 3, 5, 10с. Отримані результати розрахунку швидкості обертання турбіни, потужності ВЕС та системної частоти зображені на рис.2.31.

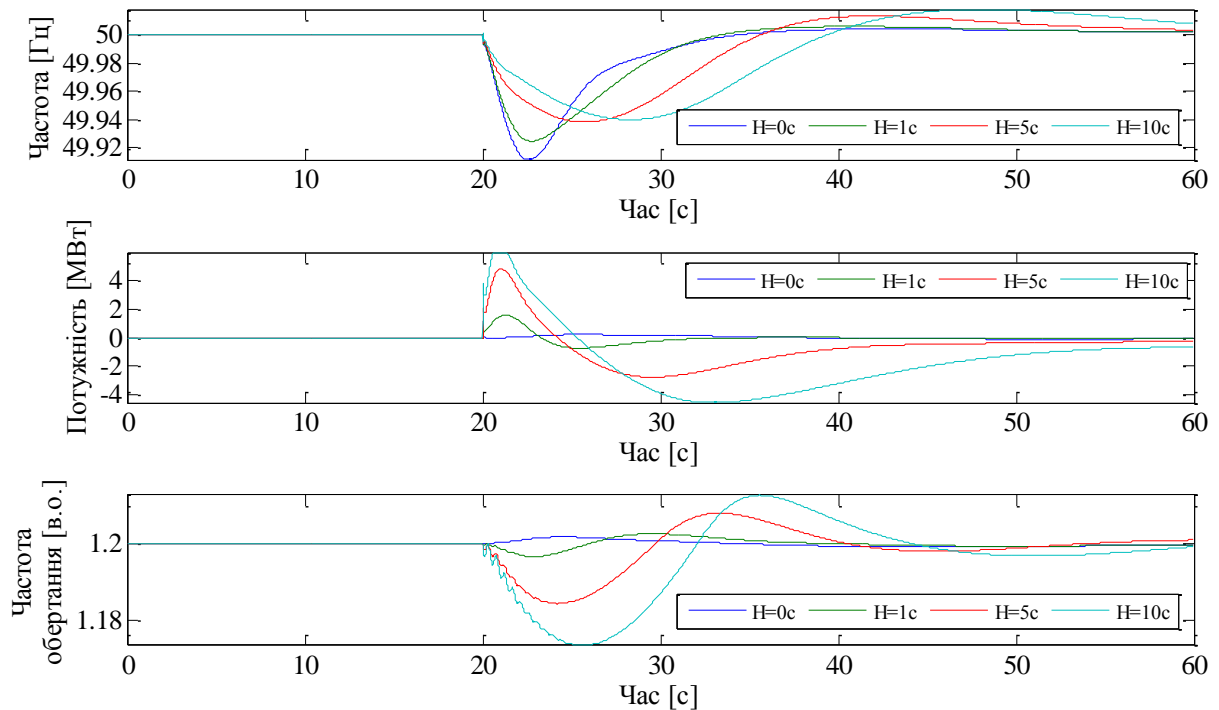


Рис.2.31. Результати моделювання роботи $\frac{df}{dt}$ регулятора для різних уставок віртуальної інерції

В результаті досліджень встановлено, що при використанні диференційного регулятора віртуальної інерції максимальне відхилення частоти зменшилося на 0.2 Гц, при уставці РВІ – 10с. При цьому використання оперативного резерву склало 6 МВт. При використанні релейного регулятора віртуальної інерції, максимальне відхилення частоти зменшилося також на 0.2 Гц при уставці РВІ – від 1 с. При цьому значення частоти наближається до номінального вже на 3-4 с після збурення. Проте у фазі відновлення кінетичної енергії релейний регулятор створює небаланс по потужності, який при уставках 5 та 10 с перевищує початковий. Таким чином Δf регулятор потребує точнішого, порівняно з диференційним, налаштування.

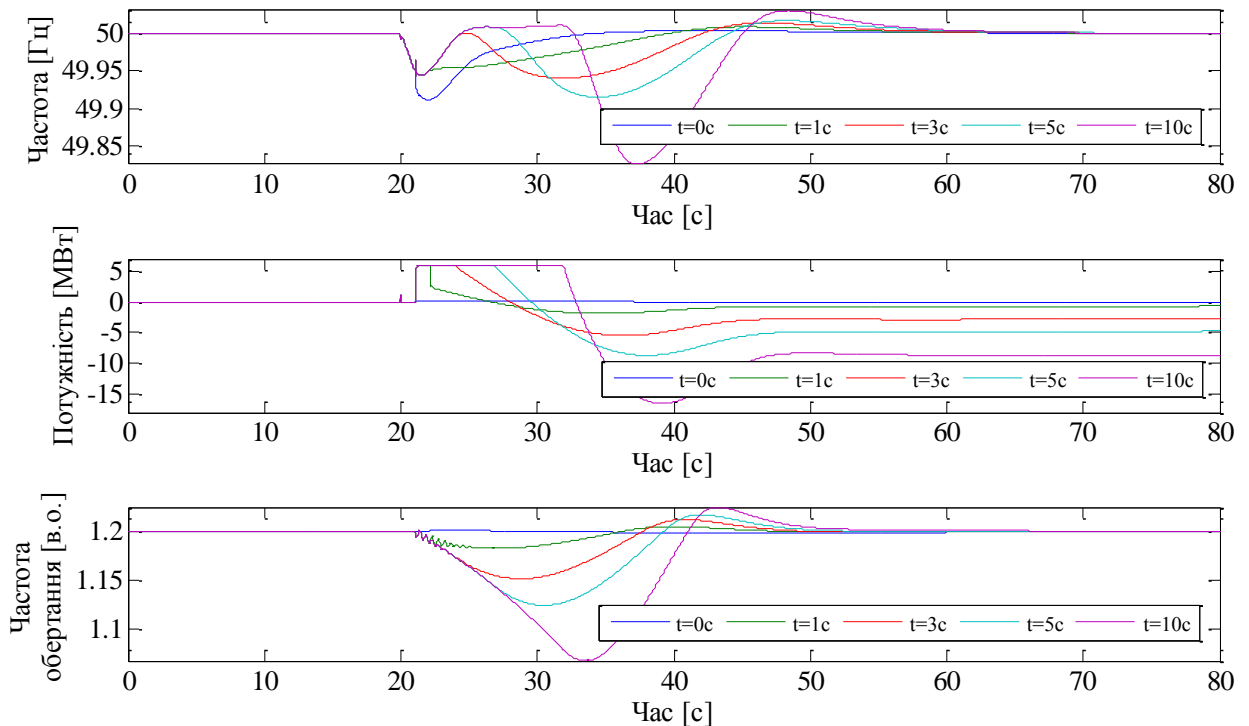


Рис.2.32. Результати моделювання роботи Δf регулятора для різних уставок часу видачі інерційного відгуку

Результати розрахунків перехідних процесів зміни частоти (рис.2.31- 2.32) свідчать про ефективність використання віртуальної інерції ВЕС в перехідних режимах по частоті. Отримані дані свідчать, що дискретний РВІ ВЕС, на відміну від диференціального потребує налаштування з урахуванням поточних динамічних характеристик мережі в точці приєднання станції.

2.2.4. Дослідження віртуальної інерції сонячних фотоелектростанцій

Основними елементами сонячних фотоелектростанцій є фотоелектричні перетворювачі, що використовують пряме перетворення сонячної енергії в електричну та можуть бути об'єднані в сонячні батареї. Фотоелектричні перетворювачі діляться на два основні види: електровакуумні та напівпровідникові [116].

Аналіз моделей СЕС в програмному забезпеченні PowerFactory, показав, що вихідні параметри усіх моделей ідентичні. Тому, для

дослідження СЕС у складі РЕМ використовується модель статичного генератора (2.42)

$$i_1 = i_{d\,ref} e^{ju} + j i_{q\,ref} e^{ju}; u_1 = |u_1| e^{ju};$$

$$S = U\bar{I} = |u_1| i_{d\,ref} - j |u_1| i_{q\,ref}; P = |u_1| i_{d\,ref}; Q = -|u_1| i_{q\,ref} \quad (2.42)$$

При постійній u_1 активну потужність сонячної установки можна контролювати за допомогою параметру $i_{d\,ref}$, реактивну відповідно за допомогою параметру $i_{q\,ref}$.

У випадку відсутності в генеруючій установці запасів кінетичної енергії (ЗКЕ), наприклад у фотоелектричній СЕС, необхідно забезпечити інерційний відгук установки за допомогою РВІ [117]. У випадку СЕС найпростішим законом керування для РВІ є диференціальний, по значенню $\frac{df_{\text{сист}}}{dt}$. При втраті генеруючих потужностей, або раптовому збільшенні навантаження потужність для забезпечення інерційного відгуку за допомогою СЕС надходить з оперативного резерву на завантаження станції. Наразі розроблюються мережеві кодекси які регламентують для ВДЕ автоматичну підтримку резервів на завантаження на заданому рівні [118]. Резерви на розвантаження для СЕС відповідають поточній потужності станції та використовуються РВІ при відключенні потужних ліній електропередач, що еквівалентно втраті навантаження в ЕЕС. Таким чином структура диференціального РВІ в системі керування СЕС зображена на рис.2.33.

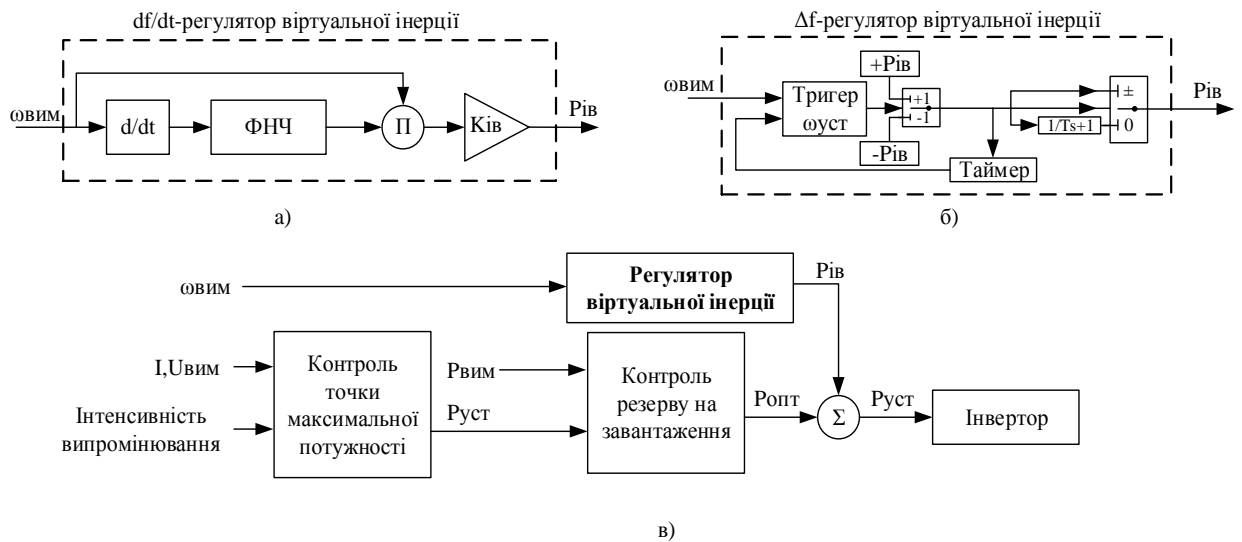
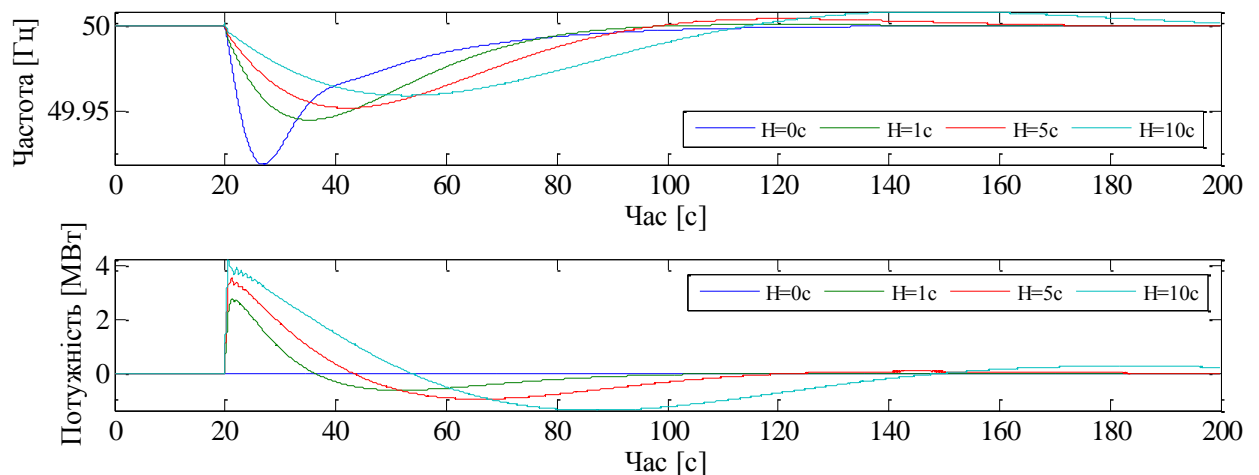


Рис.2.33. Структура регулятора віртуальної інерції в структурі керування СЕС

Для дослідження роботи РВІ в динамічних режимах ЕЕС з СЕС на стандартній 14-шинній тестовій моделі мережі IEEE (рис.2.29) виконано розрахунок перехідного процесу зміни частоти при збуренні (вноситься на 20й секунді моделювання) – стрибкоподібне збільшення навантаження на шині №2 (+10МВт). Генератори, що присьднані до шини №1 та №2 приймають участь в первинному регулюванні частоти.

Рис.2.34. Моделювання роботи $\frac{df}{dt}$ регулятора для різних уставок віртуальної інерції РВІ

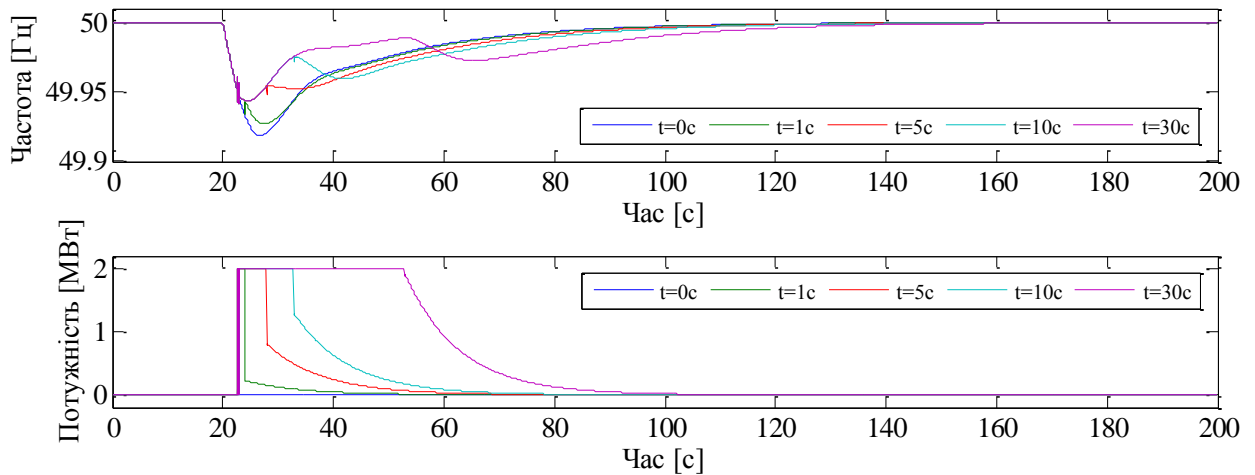


Рис.2.35. Моделювання роботи Δf регулятора для різних уставок часу видачі інерційного відгуку

Отримані дані свідчать про ефективність використання віртуальної інерції СЕС для регулювання частоти ЕЕС в перехідних режимах. Результати розрахунків ПП (рис.2.34 - 2.35) свідчать про необхідність визначення рівнів віртуальної інерції СЕС які б одночасно підвищувати ефективність регулювання частоти використовуючи мінімум виділених резервів. З метою визначення оптимальних уставок віртуальної інерції при наявності ідентифікованої моделі ЕЕС запропоновано використання централізованої системи формування уставок регуляторів віртуальної інерції.

2.2.5. Методи обмеження генерування ВДЕ для забезпечення резервів потужності для регулювання частоти ЕЕС в перехідних режимах

Основні підходи до обмеження генерування ВДЕ наступні:

1) Абсолютне обмеження генерування використовується з метою обмеження активної потужності, що генерується електростанцією, до наперед визначеного ліміту потужності в точці приєднання. Абсолютне обмеження генерації як правило використовується для захисту електричних мереж загального призначення від перевантаження.

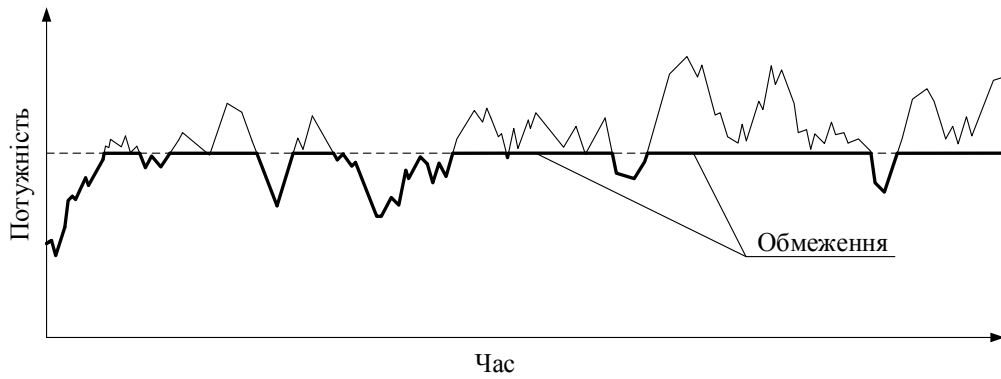


Рис.2.36. Максимальне та обмежене значення потужності ВДЕ при абсолютному обмеженні генерування

2) Дельта-обмеження генерування використовується з метою обмеження активної потужності, що генерується електростанцією, до необхідної величини, яка пропорційна можливій потужності генерації. Дельта-обмеження генерації як правило застосовується для створення резерву регулювання активної потужності для регулювання частоти.

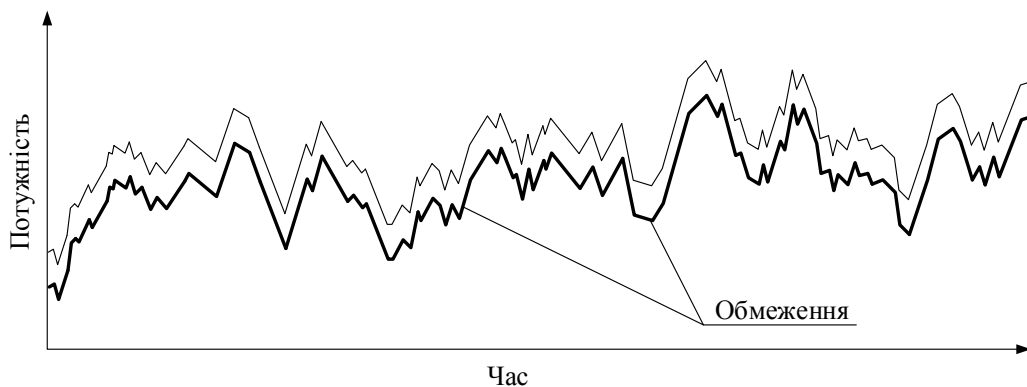


Рис.2.37. Максимальне та обмежене значення потужності ВДЕ при дельта-обмеженні генерування

3) Обмеження градієнту потужності використовується з метою обмеження максимальної швидкості, з якою активна потужність може бути змінена у випадку зміни швидкості вітру чи інтенсивності сонячного випромінювання або уставок для вітрової та фотоелектричної електростанції. Обмеження градієнту потужності як правило використовується в загальносистемних цілях для запобігання порушень

стійкості електричних мереж загального призначення через зміни активної потужності генерації.

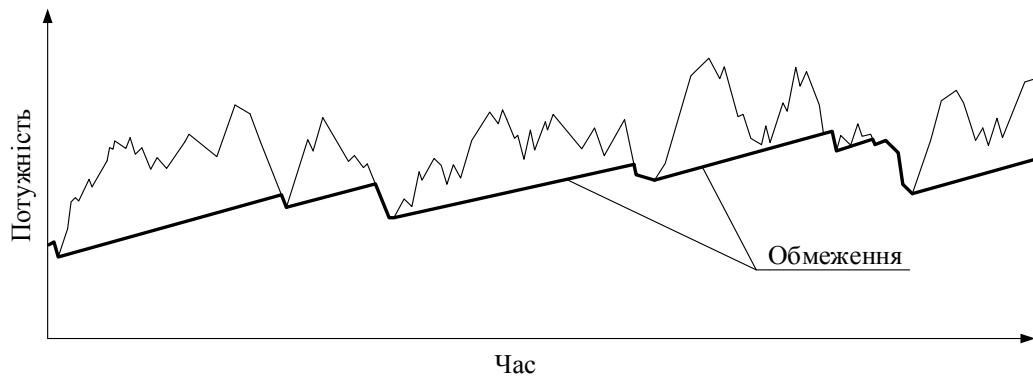


Рис.2.38. Максимальне та обмежене значення потужності ВДЕ при обмеженні градієнта потужності

З метою забезпечення інерційного відгуку ВДЕ доцільно використовувати дельта обмеження генерування, що дозволяє контролювати в часі (підвищити прогнозованість) значення додаткової потужності, яка буде може бути використана під час регулювання. Використання обмеження градієнта потужності дозволяє зменшити швидкість зміни потужності ВДЕ – згладити графік генерування та зменшити змінність генерування.

Резерви потужності ВДЕ при абсолютному обмеженні та обмеженні градієнта потужності мають більшу змінність та меншу передбачуваність, проте використання адаптивних централізованих регуляторів, що здатні в реальному часі змінювати уставки регулятора віртуальної інерції дозволяє ефективно використовувати усі види зарезервованої потужності умовно керованих ВДЕ.

2.2.6. Оптимальне керування віртуальною інерцією електроенергетичної системи

При автоматизації багатовимірних технологічних об'єктів виникає завдання стабілізації технологічного режиму, що проявляється в необхідності регулювання взаємопов'язаних параметрів. В даний час це завдання вирішується двома шляхами: використання декількох автоматичних регуляторів для кожної змінної або створення одного багатовимірного регулятора. Вибір багатовимірних регуляторів визначається спільністю математичного апарату їх синтезу і використанням математичних моделей у просторі станів. В наступних розділах розглядається ЕЕС як багатовимірний об'єкт з m спостережуваними та n регульованими параметрами, для якого багатовимірного регулятора (центрального регулятора) дозволяє враховувати взаємний вплив контрольованих параметрів в процесі керування. В процесі синтезу регулятора прийнято, що перехідні режими ЕЕС можуть з достатньою точністю [125-127] бути описані на основі використання лінійної моделі змінних стану.

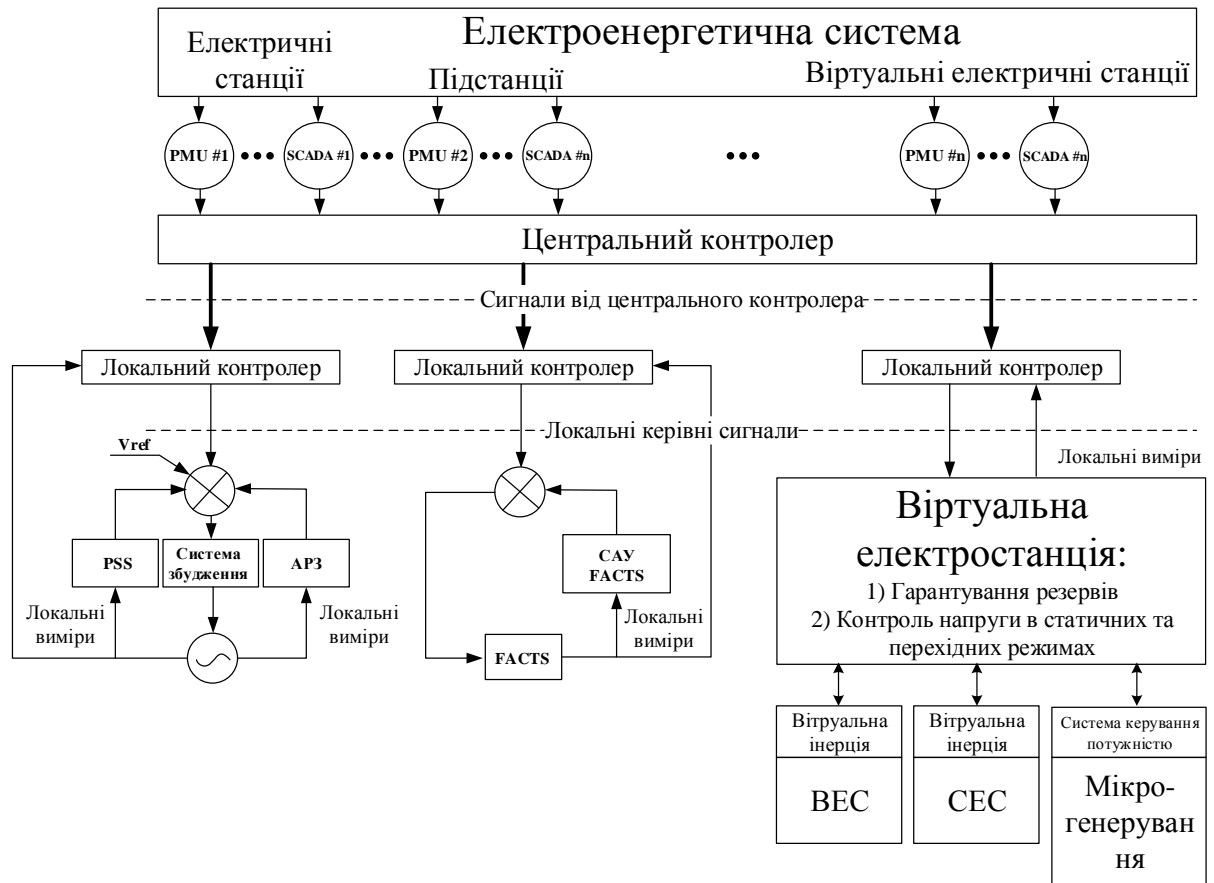


Рис.2.39. Функціональна схема засобів керування у складі централізованої системи регулювання частоти па потужності ЕЕС під час перехідних режимів

З огляду на необхідність контролю режимних параметрів як на системному (транспортна/магістральна/системоутворююча мережа), так і на локальному/регіональному рівнях (розподільча мережа) актуальними задачами подальших досліджень є:

- розробка підходів до оптимального централізованого регулювання частоти па потужності ЕЕС під час перехідних режимів;
- дослідження концепції віртуальних електростанцій (регіональних регуляторів), на які буде покладено задачі формування та контролю резервів віртуальної інерції підпорядкованого регіону та виконання команд центрального регулятора, без порушення норм експлуатації мережі та меж стійкості системи на локальному рівні.

Висновки по 2 розділу

В розділі проведений аналіз математичних моделей елементів ЕЕС, що мають найбільший вплив на динаміку зміни частоти системи під час електромеханічних перехідних процесів. Особливу увагу приділено моделюванню синхронних генераторів (вибрані і обґрунтовані дослідні моделі синхронного генератора на основі рівнянь Горєва-Парка), динамічних характеристик навантаження та моделюванню систем автоматичного керування (АРЗ, АРШ, САРЧП).

З метою дослідження електромеханічних перехідних процесів, що відбуваються в реальних ЕЕС, в програмному забезпеченні Power Factory було створено динамічну модель ОЕС України. Модель включає: електричну мережу на рівнях напруги 220-750кВ, електричні зв'язки з єдиними енергетичними системами Російської Федерації, основне генеруюче обладнання з відповідними системами керування СГ, основних споживачів електричної енергії, систему вторинного регулювання частоти та потужності.

Порівняння результатів моделювання аварійного відключення блоку 1ГВт на ЗАЕС 20 грудня 2012 з відповідними даними реєстраторів СМІР, підтвердило коректність відображення електромеханічних ПП у розробленій моделі.

Для підвищення ефективності аналізу процесів в ОЕС України запропонований підхід до ідентифікації динамічних характеристик ЕЕС на основі використання даних синхронізованих вимірів системи моніторингу перехідних режимів. В результаті кластеризації вимірів частоти СГ на розробленій моделі ОЕС України встановлено наявність трьох когерентних груп генераторів на частоті ~ 0.5 Гц. Отримані результати свідчать про необхідність встановлення додаткових пристроїв реєстрації безпосередньо в місцях генерування та подальшого розвитку СМІР в ОЕС України з

метою підвищення спостережуваності та контрольованості перехідних режимів.

Отримані результати дослідження регуляторів віртуальної інерції показали ефективність використання даного засобу керування для забезпечення інерційного відгуку ВДЕ та виявили необхідність розробки методів узгодженого налаштування віртуальної інерції з урахуванням впливу на існуючі системи автоматичного керування.

РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Багатомашинні ЕЕС описуються системою нелінійних диференціальних та алгебраїчних рівнянь. Алгебраїчні рівняння описують баланс потужностей та закони Кірхгофа. При моделюванні, початкові значення режимних параметрів алгебраїчних рівнянь, таких як напруги та кути на шинах отримують з розв'язку усталеного режиму. Початкові значення диференціальних рівнянь отримують з розв'язку системи алгебраїчних рівнянь. Таким чином вихідна модель ЕЕС набуває виду (3.1):

$$\begin{aligned}\dot{x} &= f(x, z, u) \\ 0 &= g(x, z, u) \\ y &= h(x, z, u)\end{aligned}\tag{3.1}$$

де f та g – вектори диференціальних та алгебраїчних рівнянь; h – вектор вихідних рівнянь; $x \in R^n, z \in R^m, u \in R^p$ та $y \in R^q$ – вектори змінних стану, алгебраїчних змінних, вхідних та вихідних значень, відповідно.

Вхідними даними моделі виступають номінальні параметри елементів, такі як швидкість обертання турбіни та напруга на генераторних шинах, провідності ліній електропередач тощо [128]. Вихідними значеннями виступають потужності генераторів та навантажень, частота, напруги, струми тощо.

Прийнято припущення, що основні структурні зв'язки великих/складних ЕЕС змінюються повільно. Зміни навантаження, складу основного обладнання, тощо, мають стохастичний характер, причому математичне очікування змін на визначених інтервалах, близьке до нуля. Таким чином, на коротких інтервалах часу випадкові зміни не мають значного впливу на основні динамічні характеристики системи, що визначають характер перехідного процесу зміни частоти. Окрім того, аналіз ЕЕС у випадках, коли збурення змінює стан системи в новий, близький до

первісного, може бути виконаний на основі лінеаризованої моделі в околі точки усталеного режиму. В цьому випадку модель ЕЕС перетворюється в систему лінійних диференціальних рівнянь першого порядку [129].

Такий підхід дозволяє системно підійти до аналізу процесів та станів системи та передбачити її поведінку. Проте в режимі системи, при якому незначна зміна параметрів призводить до якісної зміни поведінки рішень системи лінійних диференціальних рівнянь (моделі системи) – перехід через точку біфуркації може обумовити необхідність повторної ідентифікації системи. В рамках проведених досліджень прийнято, що в процесі роботи (на визначених інтервалах) система віддалена від точки біфуркації і не змінює своїх якісних характеристик. Важливо зазначити, що стабілізуючий характер впливу системи керування, побудованої за запропонованим далі підходом, мінімізує відхилення режиму від точки балансу – «зберігаючи» визначений лінійний характер процесів у системі.

Лінеаризація моделі в точці рівноваги $\{x_0, z_0, u_0\}$ дає змогу записати модель у вигляді (3.2):

$$\begin{aligned}\Delta \dot{x} &= \frac{\partial f}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial f}{\partial z} \Delta z + \frac{\partial f}{\partial u} \Delta u \\ 0 &= \frac{\partial g}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial g}{\partial z} \Delta z + \frac{\partial g}{\partial u} \Delta u \\ \Delta y &= \frac{\partial h}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial h}{\partial z} \Delta z + \frac{\partial h}{\partial u} \Delta u\end{aligned}\tag{3.2}$$

При нехтуванні вектором алгебраїчних змінних модель можна записати:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{x} &= A \Delta x + B \Delta u \\ \Delta y &= C \Delta x + D \Delta u\end{aligned}\tag{3.3}$$

де:

$$\begin{aligned}A &= \left[\frac{\partial f}{\partial x} - \frac{\partial f}{\partial z} \left(\frac{\partial g}{\partial z} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial x} \right] \\ B &= \left[\frac{\partial f}{\partial u} - \frac{\partial f}{\partial z} \left(\frac{\partial g}{\partial z} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial u} \right]\end{aligned}\tag{3.4}$$

$$C = \left[\frac{\partial h}{\partial x} - \frac{\partial h}{\partial z} \left(\frac{\partial g}{\partial z} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial x} \right]$$

$$D = \left[\frac{\partial h}{\partial u} - \frac{\partial h}{\partial z} \left(\frac{\partial g}{\partial z} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial u} \right]$$

На лінеаризованій, диференційно-алгебраїчній формі моделі ЕЕС можна використовувати стандартні методи лінійного аналізу систем. Широкого розповсюдження для задач дослідження ЕЕС набув модальний аналіз, що дозволяє сформулювати системний підхід до аналізу процесів в ЕЕС, що можуть бути описані лінійною моделлю.

Модальний аналіз лінеаризованої моделі ЕЕС.

Згідно з першим методом Ляпунова, стійкість системи у точці рівноваги при незначних збуреннях можна оцінити по кореням характеристичного рівняння лінеаризованої системи. Відповідно до методу змінних стану, який використовується для моделювання ЕЕС власні числа матриці системи A відповідають кореням характеристичного поліному. Власні числа матриці A представляють собою скалярні величини, які є розв'язками системи (3.5):

$$A\varphi = \lambda\varphi \quad (3.5)$$

де φ – вектор розмірністю $n \times 1$ та $\varphi \neq 0$.

Існує n розв'язків системи (3.5), які і представляють собою набір з n власних чисел системи (мод) $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \dots, \lambda_n$. Вектор-стовбець $\varphi = \varphi_i$, який задовольняє (3.5) при $\lambda = \lambda_i$ називається правим власним вектором матриці A для власного числа λ_i . Правий власний вектор визначає відносний розподіл енергії моди по змінним стану динамічної системи.

Лівий власний вектор (ЛВВ) $\psi = \psi_i$ – вектор, що задовольняє (3.6) при $\lambda = \lambda_i$:

$$\psi A = \psi \lambda \quad (3.6)$$

Лівий власний вектор відповідає за розподіл енергії змінних стану по відповідній моді. Вектори ψ та φ – безрозмірні.

Матрицю системи A можна визначити як (3.7):

$$\begin{aligned} A &= \Phi * \Lambda * \Psi \\ \Phi &= [\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3, \dots \varphi_n] \\ \Psi &= [\psi_1, \psi_2, \psi_3, \dots \psi_n] \\ \Lambda &= \text{diag}[\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \dots \lambda_n] \end{aligned} \quad (3.7)$$

де Φ - матриця правих власних векторів; Ψ - матриця лівих власних векторів; Λ -діагональна матриця власних чисел.

Розглянемо систему диференціальних рівнянь, що описує вільний рух системи (вектор управління прийнятий рівним нулю):

$$\Delta \dot{x} = A * \Delta x \quad (3.8)$$

Складність аналізу системи (3.8) полягає в тому, що похідна кожної змінної стану дорівнює лінійній комбінації всіх змінних стану. В результаті цього взаємного впливу змінних одну на одну, складно виділити найбільш суттєві складові руху і параметри моделі, що впливають на властивості руху більшою мірою. Для того щоб позбутися взаємного впливу, здійснюється заміна змінної:

$$\Delta x = \Phi * z \quad (3.9)$$

Підставляючи (3.9) в (3.8) і залишаючи в лівій частині рівняння тільки похідну вектора нових змінних стану, отримуємо:

$$\dot{z} = \Phi^{-1} * A * \Phi * z \quad (3.10)$$

З урахуванням виразу (3.7):

$$\dot{z} = \Lambda * z \quad (3.11)$$

Матриця коефіцієнтів отриманої системи (3.11) – діагональна, отже, похідна кожної змінної вектора z визначається тільки самою змінною:

$$\dot{z}_i = \lambda_i * z_i \quad i = 1, 2, 3 \dots n \quad (3.12)$$

Рівняння (3.12) - це просте диференціальне рівняння першого порядку. Його розв'язок:

$$z_i(t) = z_i(0) * e^{\lambda_i t} \quad (3.13)$$

Таким чином (3.9) можна записати як:

$$\Delta x(t) = \Phi * z = [\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3, \dots \varphi_n][z_1(t), z_2(t), z_3(t), \dots z_n(t)]^T \quad (3.14)$$

Дійсна складова пари сполучених комплексних чисел визначає ступінь загасання коливального процесу, а уявна – частоту коливань:

$$\lambda = \sigma \pm \omega i \quad (3.15)$$

У випадку, якщо система має власні числа з додатною дійсною частиною (затуханням), то коливання в перехідному процесі будуть мати наростаючий характер, тобто система буде нестійкою. При цьому логарифмічний декремент згасання коливань (3.16) та коефіцієнт демпфування (3.17) нестійкої системи менші нуля.

$$\delta = \ln \left(\frac{X_0}{X_1} \right) \quad (3.16)$$

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} = \frac{\delta}{\sqrt{(2\pi)^2 + \delta^2}} \quad (3.17)$$

При керуванні ЕСС висувається вимога до якнайшвидшого відновлення нормального режиму роботи, при цьому час електромеханічних перехідних процесів повинен бути мінімальним; для ЕСС прийнятним вважається $\zeta > 5\%$.

3.1. Розробка методу регулювання потужності відновлюваних джерел енергії в перехідних режимах електроенергетичної системи

3.1.1. Вибір критерію оптимальності регулювання частоти електроенергетичної системи

Вимоги до динамічних властивостей системи, як правило, формуються на основі оцінок якості перехідних процесів в часі або, в деяких випадках, задаються критерієм оптимальності процесів. Вид формалізації технологічних вимог до динаміки системи залежить від обраної моделі об'єкта і передбачуваної процедури синтезу. При застосуванні конкретного методу синтезу переходять від оцінок до однієї з форм динамічних характеристик системи в цілому. При синтезі систем по частотним характеристикам від оцінок за швидкодією і перерегулювання переходять

до бажаних характеристиках розімкненої або замкнутої системи. При синтезі кореневими методами переходять до бажаного розташування коренів характеристичного рівняння системи. Вимоги, що пред'являються до систем, тобто процеси в системі можна задати наступним чином:

- Забезпечення заданого векторного поля в просторі станів об'єкта (фазового портрета).
- Виконання будь-якого критерію оптимальності уздовж траєкторій перехідних процесів.

У загальному випадку об'єкт керування можна представити у вигляді:

$$\dot{x}(t) = f(x(t), u(t), t) \quad (3.18)$$

де $x \in \Omega_x \in R^n$ – вектор-функція, що характеризує стан об'єкта; $u \in \Omega_u \in R^m$ – вектор керування; f – безперервна та однозначна функція; t – час; Ω_x, Ω_u – допустимі області зміни вектору x, u .

Єдиного загальноприйнятого показника, що однозначно характеризує якість перехідного процесу в електроенергетиці не існує. У різний час багатьма авторами розглядалися різні критерії [130-132].

В загальному вигляді критерії мають форму інтегрального функціонала:

$$J(u) = \int_{t_0}^{t_f} L(x(t), u(t), t) dt + \varphi(x(t_f), t_f) = \min \quad (3.19)$$

де $L(x(t), u(t), t)$ – інтервальний критерій; $\varphi(x(t_f), t_f)$ – граничний критерій.

Проблема оптимізації полягає у пошуку траєкторії руху режимних параметрів та сигналу на вході, які б мінімізували критерій (3.19) одночасно задовольняючи залежності визначені моделлю системи та її початковим станом.

Конкретний його вигляд залежить від поставлених завдань. Так, найбільш поширений критерій, що чисельно характеризує якість процесу в задачі максимальної швидкодії, це:

$$J = \int_{t_0}^{t_f} 1 dt = T_{\min} = \min \quad (3.20)$$

Відповідно до цього оптимальним можна вважати керування, що забезпечує мінімальний час переходу об'єкта зі стану $x(t_0)$ в стан $x(t_f)$.

Серед інших критеріїв слід відзначити ті, що визначають мінімум «коливальності»:

$$J = \int_{t_0}^{t_f} \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 dt = \min \quad (3.21)$$

$$J = \int_{t_0}^{t_f} (\delta - \delta_0)^2 dt = \min \quad (3.22)$$

Критерій (3.21) використовується для мінімізації кінетичної енергії генератора [133], (3.22) – для мінімізації відхилення кута ротора від положення стійкої рівноваги.

Критерій, що визначає усталений баланс потужності генератора й потужності турбіни задається у формі (3.23):

$$J = \frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_f} (\Delta P)^2 dt = \min \quad (3.23)$$

Показник (3.23) не вимагає виміру кута навантаження синхронного генератора, призводить до зменшення коливальності, припускає більш плавне керування, чим критерій максимальної швидкодії й виходить із самих причин руху об'єкта. Однак він не накладає умов на тривалість керування, що повинна задаватися окремо [134].

Для лінійних систем існує розвинутий апарат синтезу оптимальних регуляторів. Тому використовується лінійно-квадратичний регулятор (ЛКР), що мінімізує функціонал (3.19) у вигляді квадратичного критерію якості (3.24), який визначається ваговими матрицями Q, R (Додатки Ж, З).

$$J = \int_0^T (x^T Q x + u^T R u) dt, \quad (3.24)$$

де x – вектор змінних стану системи; Q – задана, невід'ємно визначена матриця; R – заданий додатній вектор.

Для задачі підвищення ефективності регулювання частоти системи на основі використання критерію (3.24), змінні стану моделі ЕЕС заданої у формі (3.3) повинні визначати відхилення режимних параметрів (частоти)

та значень керівних впливів (використаної потужності резервів) від заданих усталених значень.

Задача синтезу ЛКР полягає у пошуку коефіцієнтів статичного зворотного зв'язку виду $u = Kx$ для лінійної моделі системи. При цьому матриця K , забезпечує мінімізацію критерію якості (3.24) уздовж будь-якої траєкторії системи.

Рішення цієї задачі знаходиться з використанням методу динамічного програмування Р.Беллмана. В довільний момент часу t система (3.3) має стан x . Функція Беллмана $S(x)$ визначається рівнянням (3.25):

$$S(x) = \min u \int_0^\infty (x^T Qx + Ru^2) dt \quad (3.25)$$

Функція (3.25) визначає мінімальне значення функціоналу для системи (3.3), що знаходиться в момент часу t в стані x . Функція Беллмана задовольняє так званому функціональному рівнянню Беллмана:

$$\min u [x^T Qx + Ru^2 + (grad S)^T (Ax + Bu)] = 0 \quad (3.26)$$

Необхідна умова мінімуму по u у формі рівності нулю градієнта по цій змінній від виразу в квадратних дужках:

$$2Ru + B^T grad S = 0 \quad (3.27)$$

Звідси u :

$$u = -\frac{1}{2} R^{-1} B^T grad S \quad (3.28)$$

Після зведення подібних отримаємо рівняння в часткових похідних відносно невідомої функції Беллмана $S(x)$ [135]:

$$x^T Qx - \frac{1}{4} (grad S)^T B R^{-1} B^T grad S + (grad S)^T Ax = 0 \quad (3.29)$$

Рішення цього рівняння – додатньо визначена квадратична форми, яка визначається симетричною матрицею P :

$$S(x) = x^T Px \quad (3.30)$$

Вираховуючи далі градієнт, отримаємо:

$$grad S = 2Px \quad (3.31)$$

Підставляючи (3.31) в (3.29) і, враховуючи симетричність матриці P , отримаємо:

$$x^T Q x - x^T P B R^{-1} B^T P x + x^T P A x + x^T A^T P x = 0 \quad (3.32)$$

Ліву частину останньої рівності можна також записати у вигляді квадратичної форми:

$$x^T [Q - P B R^{-1} B^T P + P A + A^T P] x = 0 \quad (3.33)$$

Таким чином, квадратична форма (3.30) перетворюється на нуль для довільного вектора x . Очевидно, що це можливо лише в тому випадку, якщо матриця, яка визначає цю квадратичну форму є нульовою, тобто

$$Q - P B R^{-1} B^T P + P A + A^T P = 0 \quad (3.34)$$

Якщо існує невід'ємно визначена симетрична матриця P , що є рішенням матричного рівняння (3.34), то існує і відповідне рішення рівняння Беллмана (3.25).

Зауважимо, що рівняння (3.34) називається матричним рівнянням Ріккаті. Отже, якщо вказане вище рішення існує, то шукане оптимальне управління має наступний вигляд:

$$u = -R^{-1} B^T P x \quad (3.35)$$

Оптимальне значення функціонала залежить від початкового стану x_0 системи і задається виразом:

$$J_{opt} = S(x_0) = x_0^T P x_0 \quad (3.36)$$

Управління виду (3.35) (матриця зворотного зв'язку $K = -R^{-1} B^T P$ є матрицею з постійними елементами) забезпечує оптимальний, стосовно обраного функціоналу, режим руху з будь-якого початкового стану системи [135].

З метою забезпечення селективності керування, критерій оптимальності керування лінійно-квадратичного регулятора можна сформулювати з використанням змінних стану моделі системи в нормальній формі. Модель системи у нормальній формі має вигляд:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{z} &= \Lambda \Delta z + T^{-1} B \Delta u \\ \Delta y &= C T \Delta z + D \Delta u \end{aligned} \quad (3.37)$$

де Λ – діагональна матриця власних чисел системи, T - матриця (оператор) перетворення $\Delta x = T \Delta z$.

Синтез лінійно-квадратичного регулятора на основі використання змінних стану моделі в нормальній формі дозволяє тривіально визначати вагові коефіцієнти Q селективно для кожної моди.

Статичний зворотній зв'язок лінійного квадратичного регулятора на основі моделі у нормальній формі має вид:

$$K_m = -R_m^{-1} B_m^T P_m \quad (3.38)$$

де P_m – розв'язок алгебраїчного рівняння Рікатті.

$$A_m^T P_m + P_m A_m - P_m B_m R_m^{-1} B_m^T P_m + Q_m = 0 \quad (3.39)$$

Зважаючи, що

$$M = U^{-1}; A_m = M A M^{-1}, B_m = M B, C_m = C M^{-1} \quad (3.40)$$

рівняння (3.39) можна записати як:

$$(M^T)^{-1} A^T M^T P_m + P_m M A M^{-1} - P_m M B R^{-1} B^T M^T P_m + Q_m = 0 \quad (3.41)$$

Перемноживши $M^T \times (3.41) \times M$ отримаємо:

$$A^T P + P A - P B R^{-1} B^T P + Q = 0 \quad (3.42)$$

Отримане рівняння має аналогічну форму, до алгебраїчного рівняння Рікатті для динамічної системи в формі змінних стану, де

$$P = (M^T P_m M); Q = (M^T Q_m M) \quad (3.43)$$

Таким чином, закон зворотного зв'язку для ЛКР динамічної системи по змінним стану моделі в нормальній формі та змінним стану моделі в стандартній формі має однаковий вигляд (3.44):

$$\begin{aligned} u(t) &= -R^{-1} B^T P \hat{x}(t) \\ u(t) &= -R^{-1} B^T P_m \hat{x}(t) \end{aligned} \quad (3.44)$$

Це дозволяє стверджувати про ідентичність структури лінійно-квадратичного регулятора як для звичайних змінних стану, так і для змінних стану моделі в нормальній формі.

3.1.2. Визначення місць оптимального розташування засобів реєстрації та регулювання частоти ЕЕС

Ефективна експлуатація засобів синхронної реєстрації в ЕЕС передбачає використання потужної мережі зв'язку. Зважаючи на високу вартість побудови та експлуатації СМПП, необхідно вирішити мінімаксну задачу мінімізації затрат на реєстрацію при максимізації спостережуваності електроенергетичної системи. Критерій спостережуваності може бути отриманий в рамках теорії модального аналізу. Як зазначалося раніше, правий власний вектор матриці системи, моделі у формі змінних стану, відповідає за «форму» моди. Спостережуваність перехідних процесів, характер яких визначає критерій оптимальності повинна бути максимально висока. Крім того, при ідентифікації моделі системи, адекватної відносно характеру зміни визначених параметрів в перехідних режимах, необхідно забезпечити високу спостережуваність характерних ознак (власних чисел, мод), що притаманні визначеним параметрам.

Використання засобів регулювання в складних ЕЕС вимагає вирішення задач вибору їх потужності, резервів та розміщення в ЕЕС, вибору законів управління та налаштування систем управління [90].

Проблеми стійкості складних ЕЕС, визначаються наявністю в цих системах слабких місць, що можуть бути визначені на основі структурного аналізу та оцінках взаємної зв'язності (в тому числі динамічної) [90]. Це дає можливість попередньо рекомендувати місця установки засобів керування у складній ЕЕС, в тому числі умовно-керованих ВДЕ, які з одного боку, повинні посилювати слабкі місця систем, а з іншого – їх вплив повинен охоплювати якомога більшу частину ЕЕС. Таким чином, рекомендовані місця установки пристроїв розташовуються в сильно пов'язаних підсистемах поблизу найбільш слабких місць ЕЕС.

В процесі ідентифікації ЕЕС на етапі кластеризації вимога якісного відображення характеристик груп їхніми центроїдами дозволяє визначити

слабкі місця ЕЕС (стосовно завдань автоматичного регулювання частоти) як перетини між КГГ. При цьому КГГ – сильно пов’язані підсистеми. В умовах визначених КГГ, оптимальними місцями встановлення засобів реєстрації режимних параметрів (частоти) під час перехідних режимів є центри інерції відповідних КГГ.

Описаний критерій оптимального розміщення може бути формалізований у термінах керованості. При цьому висока спостережуваність слабодемпфованих мод у місці реєстрації служить критерієм слабкості місця електроенергетичної системи. Як зазначалося раніше лівий власний вектор (ЛВВ) відповідає за розподіл енергії змінних стану по відповідній моді. Використання критерію керованості в електроенергетичній системі обмежується фізичною можливістю впливу на визначені змінні стану. Тому необхідно вирішити задачу оптимального з точки зору затрат та ефективності керування вибору місця та шляхів впливу на режимні параметри.

Отримані з СМПР дані повинні бути перетворені у змінні стану ідентифікованої моделі системи, при цьому пряма реєстрація режимних параметрів, що відповідають змінним стану ідентифікованої моделі (2.23) не завжди можлива. На практиці використовують оцінки змінних стану \hat{x} на основі відомих даних входу-виходу системи.

При відомій моделі системи, оцінку значень її змінних стану по значенням входу-виходу можна отримати, використовуючи систему диференціальних рівнянь (3.45).

$$\dot{\hat{x}} = A\hat{x} + Bu + L(y - C\hat{x}) \quad (3.45)$$

де L – матриця коефіцієнтів зворотного зв’язку, основна задача якої зменшити час перехідного процесу оцінки, мінімізуючи квадратичне відхилення $E\{[x - \hat{x}]^T[x - \hat{x}]$ на основі критерію

$$J_L = \lim_{T \rightarrow \infty} E \left\{ \int_0^T (\hat{x}^T W \hat{x} + u^T V u) dt \right\}, \text{ де } W, V - \text{вагові матриці.}$$

Значення L отримується на основі виразу $L = \Sigma C^T V^{-1}$ де $\Sigma = \Sigma^T \geq 0$ – додатньо напіввизначений унікальний розв’язок алгебраїчного рівняння Рікатті [136].

Оптимальне керування за схемою рис.3.1 досягається вибором вагових матриць W, V системи оцінювання та вагових матриць Q, R лінійного-квадратичного регулятора.

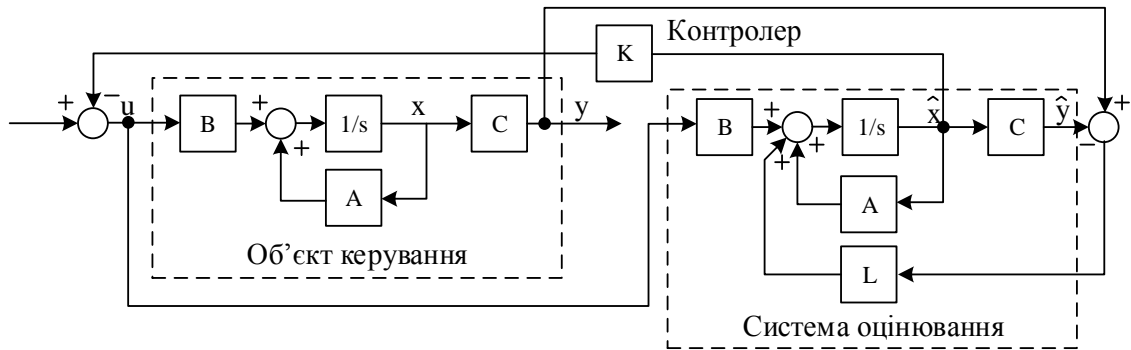


Рис.3.1. Схема оптимального керування на основі оцінки змінних стану \hat{x}

У формі змінних стану система (рис.3.1) матрично описується у формі (3.46):

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} x \\ x - \hat{x} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A - BK & BK \\ 0 & A - LC \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ x - \hat{x} \end{bmatrix} \quad (3.46)$$

Власні числа системи (рис.3.1) це суперпозиція власних чисел системи з ЛКР $(A - BK)$ та системи оцінювання $(A - LC)$.

Як вже зазначалося лінійно-квадратичне керування має на меті вирішення задачі одночасної мінімізації керуючих впливів та відхилення змінних стану системи. Пріоритетність (вага) кожної змінної стану та керуючого впливу задаються за допомогою вагових матриць Q, R . Проте при вирішенні задачі вибору критерію, який відповідає за якість перехідного процесу або конкретну зміну динамічних характеристик системи, вибір вагових коефіцієнтів перетворюється в ітераційний процес перебору та пошуку.

Зазначена проблема може бути вирішена при трансформації вихідної моделі в одну з канонічних форм. Нормальна форма запису моделі

формулює змінні стану системи як модальні складові процесу. У цьому випадку вибір вагових коефіцієнтів ЛКР перетворюється на тривіальну задачу вибору моди, згасання якої необхідно збільшити.

3.1.3. Алгоритм роботи центрального регулятора

Централізоване керування частотою дозволяє враховувати взаємний вплив когерентних груп/зон регулювання. Отримана з СМІР інформація використовується для ідентифікації моделі та уточнення динамічних характеристик як окремих підсистем, так і ЕЕС в цілому.

При розробці системи централізованого керування важливо забезпечити:

- збереження працездатності всієї системи при виході з ладу або відділення на автономну роботу окремих її частин;
- збереження можливості автоматичного регулювання частоти та потужності системи при виділенні будь-якого вузла (групи вузлів) системи на автономну роботу;
- основна система при виділенні її частини на автономну роботу повинна враховувати роботу автономної частини системи навіть не маючи з нею безперервного зв'язку (несправність каналу).

Для вирішення задачі регулювання частоти ЕЕС запропоновано структуру ієрархічної дворівневої системи керування трьохмашинною ЕЕС, еквівалентної ОЕС України з трьома КГГ (рис. 3.2), де $T_{\text{КГГ}}$ – еквівалентна постійна часу КГГ [с]; T_t , T_g , $T_{\text{вде}}$ – постійні часу еквівалентної турбіни, генератора та ВДЕ відповідної когерентної групи [с]; T_{ij} – еквівалентні коефіцієнт синхронізуючого моменту між КГГ [МВт/рад]; R – еквівалентний коефіцієнт статизму КГГ [Гц/МВт]; B – еквівалентний коефіцієнт корекції за частотою [МВт/Гц]; ΔP_n , $\Delta P_{\text{пер}}$ – відхилення від планового значення величини навантаження та перетоку, відповідно [МВт]; Δf – відхилення частоти КГГ від номінального значення [Гц];

$\Delta P_{\text{зони}}$ – використана потужність резервів засобів керування [МВт];
РПР – реєстратор перехідних режимів (напр., типу «Регіна - Ч»).

Центральний регулятор формує завдання системного керування, регіональні регулятори відповідають за реалізацію команд ЦК.

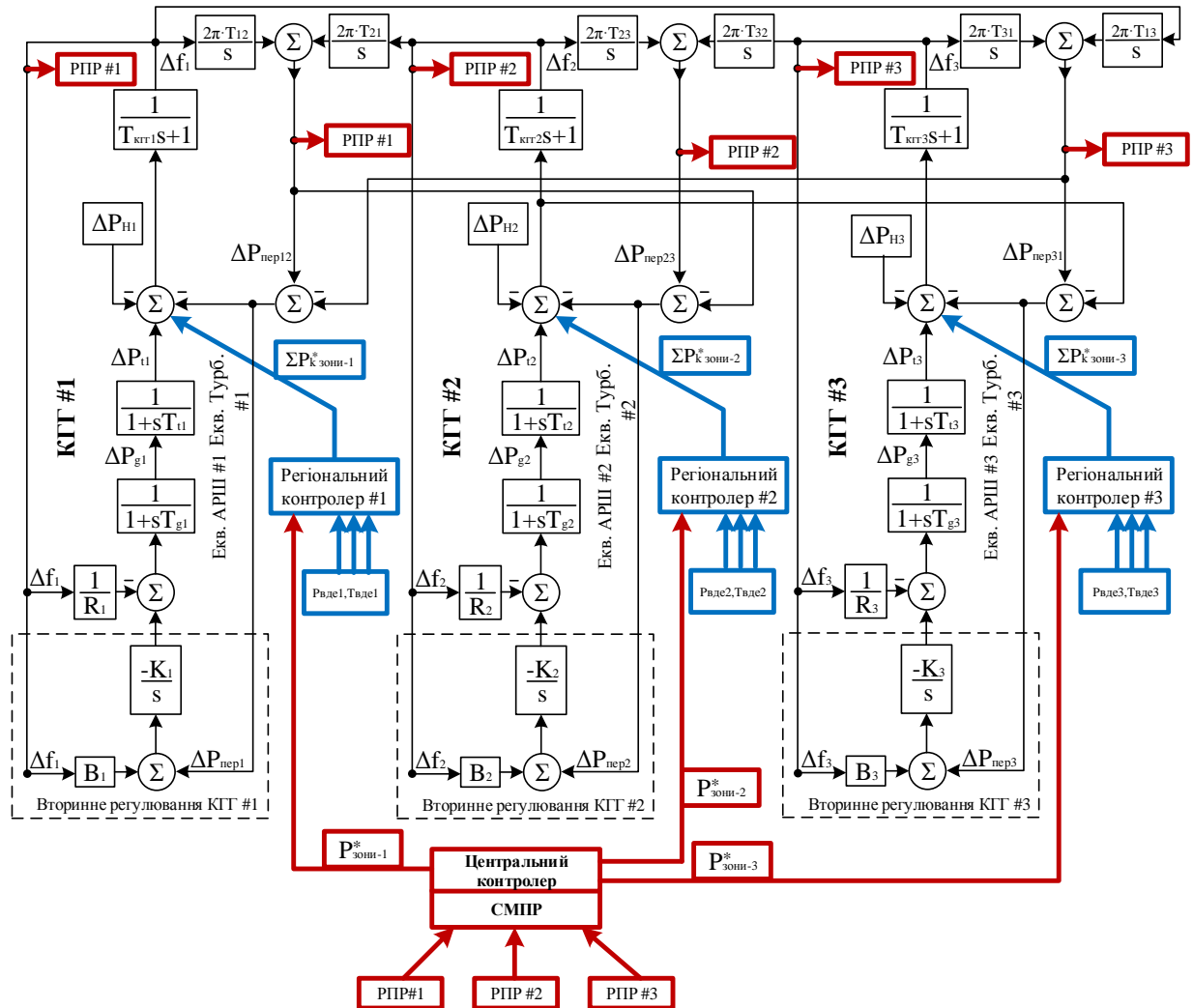


Рис.3.2. Структура централізованого керування частотою ЕЕС з трьома когерентними групами генераторів

Важливою рисою запропонованого підходу є властивість керування по відхиленню. Робота ЦК спрямована на мінімізацію відхилення режимних параметрів (частоти, швидкості зміни частоти – віртуальна інерція) від допустимого значення. Централізоване керування по відхиленню в

перехідних режимах спрямоване на стабілізацію стану системи за визначеним напрямком.

Відповідно до структури (рис.3.2) розроблено алгоритм центрального регулятора (рис.3.3), що реалізує модальне керування та дозволяє селективно впливати на цільові динамічні характеристики, ефективно використовуючи ресурси для здійснення керування.

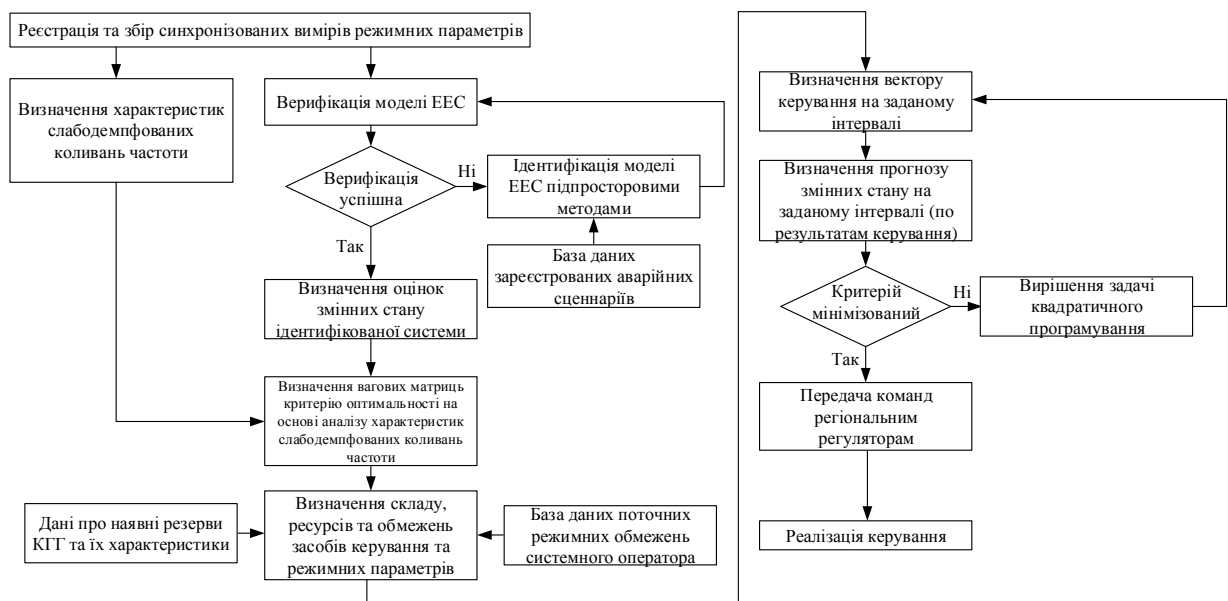


Рис.3.3. Алгоритм роботи центрального регулятора

Залучення на локальному/регіональному рівні швидкодіючих засобів керування обумовлює необхідність додаткового (місцевого) контролю режиму, що включає контроль за напругою (рівні напруги, статична стійкість по напрузі, тощо), контроль за роботою систем автоматичного керування (синхронні компенсатори, релейний захист, тощо) та контроль наявних резервів для здійснення керування. Тому однією з важливих частин реалізації централізованого керування є розробка структури та задач регіонального регулятора, що підпорядкований центральному.

3.1.4. Алгоритм роботи регіонального регулятора

На локальному/регіональному рівні реалізація задач керування поставлених центральним регулятором включає підтримку заданих резервів потужності в регіоні та забезпечення визначеної маневреності засобів керування (ВРЕС з віртуальною інерцією).

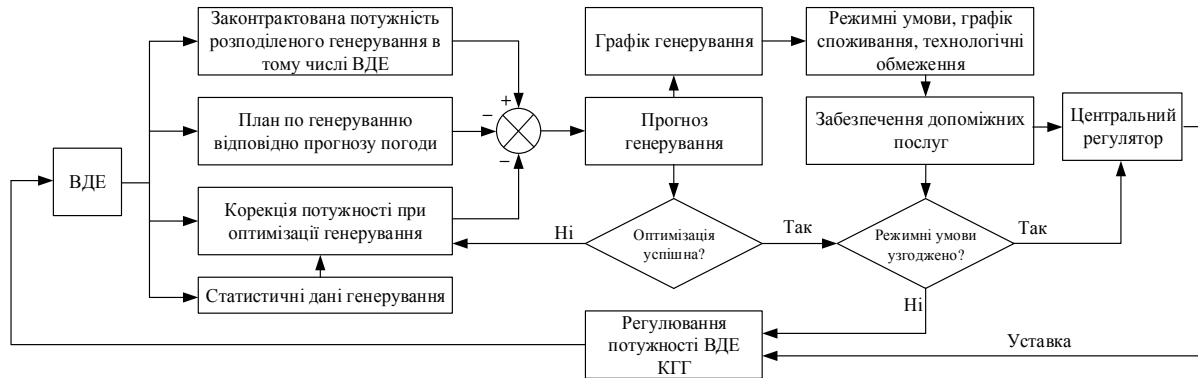


Рис.3.4. Алгоритм роботи регіонального регулятора

В другому розділі встановлено, що використання ВДЕ з інверторним приєднанням у якості засобів керування дозволяє здійснювати швидку зміну потужності станції, що відіграє ключову роль в процесі регулювання частоти на потужності ЕЕС під час перехідних режимів. Одночасно з цим, проведені дослідження [137] показали технологічну необхідність залучення ВДЕ до процесів регулювання частоти та потужності.

Після видачі центральним регулятором команди на оперативну корекцію потужності КГГ ($P_{зони-i}^*$), регіональний регулятор (РР) розподіляє її між своїми засобами керування. При цьому рішення на завантаження кожного конкретного засобу керування приймає РР на основі режимних, технологічних, економічних обмежень.

$$P_{зони-i}^* = \sum_{k=1}^N P_k^* \quad (3.47)$$

де $k = 1, 2, 3 \dots N$; P_k^* – зміна потужності k -го засобу керування.

Для видачі керівного впливу відповідного уставці центрального регулятора ($P_{зони-i}^*$), на локальному рівні команда розподіляється між засобами регулювання відповідно до (3.48):

$$b_k(t) = \frac{\sum_{k=1}^N P_{вде-k}(t)}{P_{зони-i}^*(t)}, \quad (3.48)$$

де $P_{вде-k}$ – максимальний резерв потужності для регулювання на завантаження чи розвантаження.

У випадку якщо керуючий елемент не залучений до видачі реактивної потужності:

$$P_{вде-k}(t) = \sqrt{S_{вде-k}^2(t) - 0(t)}, \quad (3.49)$$

якщо залучений – то:

$$P_{вде-k}(t) = \sqrt{S_{вде-k}^2(t) - Q_k^2(t)} \quad (3.50)$$

Таким чином на кожен керуючий елемент дається команда зміни потужності:

$$P_k^*(t) = P_{вде-k}(t) * b_k(t) \quad (3.51)$$

Для ідентифікованої моделі, що відображає перехідні процеси зміни частоти КГГ в ОЕС України, було проведено синтез модального ЛКР (додаток Ж). При цьому було зафіксовано зміни в характері протікання перехідних процесів зміни частоти та розподілу мод керованої системи при мінімізації визначеного критерію оптимальності перехідних процесів зміни режимних параметрів (частоти).

При формуванні вагової матриці Q критерію (3.24) відповідно до критерію мінімізації змінних стану моделі в нормальній формі, що відповідають слабодемпфованим модам з частотою ~ 0.5 Гц були отримані наступні результати (табл.3.1, рис.3.5).

Результати модального аналізу некерованої та керованої систем

Без ЛКР регулювання			При ЛКР регулюванні		
Мода	Демпфування	Частота [Гц]	Мода	Демпфування	Частота [Гц]
$-0.0097 + 0.0000i$	1.0000	0,0015	$-0.0097 + 0.0000i$	1.0000	0,0015
$-0.1166 + 0.0000i$	1.0000	0,0185	$-0.1166 + 0.0000i$	1.0000	0,0185
$-0.3122 + 1.2879i$	0.2356	0,2110	$-0.3122 + 1.2879i$	0.2356	0,2110
$-0.3122 - 1.2879i$	0.2356	0,2110	$-0.3122 - 1.2879i$	0.2356	0,2110
$-0.4918 + 1.5722i$	0.2985	0,2623	$-0.4918 + 1.5722i$	0.2985	0,2623
$-0.4918 - 1.5722i$	0.2985	0,2623	$-0.4918 - 1.5722i$	0.2985	0,2623
$-0.0053 + 3.1397i$	0.0017	0,4999	$-3.1854 + 0.0000i$	1.0000	0,4999
$-0.0053 - 3.1397i$	0.0017	0,4999	$-2.7289 + 1.7356i$	0.8438	0,4999
$-0.0001 + 3.1403i$	<0.00001	0,5000	$-2.7289 - 1.7356i$	0.8438	0,5000
$-0.0001 - 3.1403i$	<0.00001	0,5000	$-20.7256 + 1.1627i$	0.9984	3.1876
$-0.0022 + 3.1437i$	0.0007	0,5005	$-20.7256 - 1.1627i$	0.9984	3.2143
$-0.0022 - 3.1437i$	0.0007	0,5005	$-51.9169 + 0.0000i$	1.0000	8.1210

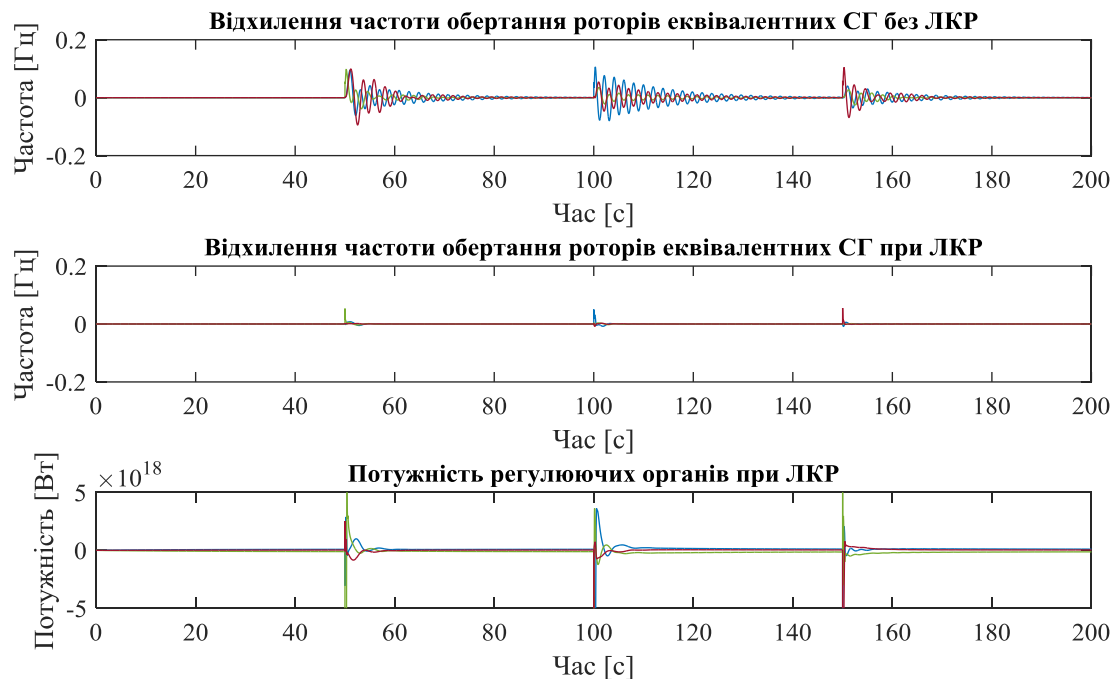


Рис.3.5. Результати розрахунку перехідного процесу зміни частоти КГГ ЕЕС та потужності використаних резервів засобів керування при селективному модальному лінійно-квадратичному керуванні

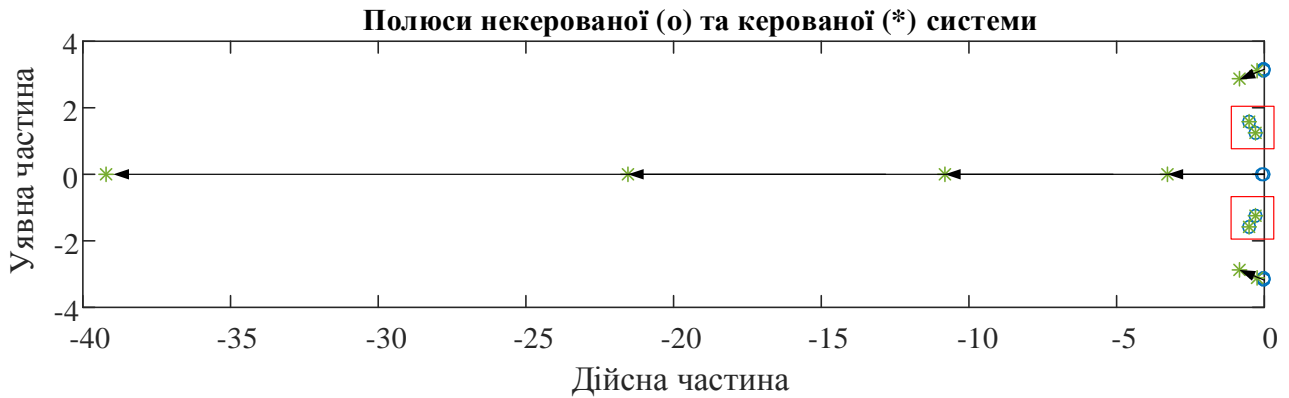


Рис.3.6. Зміщення власних чисел системи при селективному модальному ЛКР

Отримані результати свідчать про ефективність використання квадратичного критерію якості лінійного квадратичного керування за винятком використання необхідних для здійснення управління резервів потужності. Моделювання показало, що для досягнення поставленої задачі необхідно $5 \cdot 10^{18}$ Вт резервної потужності, що наразі не можливо реалізувати в ОЕС України навіть за умови залучення швидкодіючих резервів потужності ВДЕ з інверторним приєднанням, виділених для забезпечення віртуальної інерції. Тому необхідно адаптувати підхід з використанням ЛКР до роботи в умовах обмежень на резерви потужності та діапазони зміни режимних параметрів.

3.2. Регулювання частоти електроенергетичної системи з урахуванням обмежень

Критерій оптимальності керування системою повинен узгоджуватися з можливістю реалізації керівних впливів. Використання лінійно-квадратичного керування для реальних промислових систем ускладнено відсутністю можливості врахування технологічних обмежень на «траєкторію» процесу, що знаходиться під контролем. У випадку використання ВДЕ у якості засобів керування, в процесі керування необхідно враховувати фізичну природу процесу генерування додаткової потужності. Необхідні обмеження на значення наявних резервів на

завантаження та розвантаження, швидкість набору та скидання потужності, значення режимних параметрів, що визначають межі стійкості ЕЕС можуть бути формалізовані та витримані в процесі керування використовуючи управління на основі прогнозуючої моделі (УПМ).

3.2.1. Визначення прогнозу змінних стану і виходу системи

Після формалізації математичної моделі об'єкту керування необхідно виконати розрахунок прогнозу по виходу системи з огляду на майбутні сигнали керування. Прогноз здійснюється в межах вікна оптимізації (горизонту) довжиною – N_p .

Вектор змінних стану $x(k_i)$, що відображає поточну інформацію про стан системи можливо отримати по даних засобів вимірювань [139]. Подальша траєкторія вектору вхідних сигналів визначається послідовністю:

$$\Delta u(k_i), \Delta u(k_i + 1), \dots, \Delta u(k_i + N_c - 1) \quad (3.52)$$

де k_i – поточний момент часу; N_c – горизонт керування, що відображає кількість векторів керування, що використовуються для визначення подальшої траєкторії системи. На основі поточного значення $x(k_i)$, прогноз стану системи $x(k_i +)$ отримуємо для наступних N_p відліків. Позначимо отримані в результаті прогнозу змінні стану як:

$$x(k_i + 1 | k_i), x(k_i + 2 | k_i), \dots, x(k_i + m | k_i), \dots, x(k_i + N_p | k_i), \quad (3.53)$$

де $x(k_i + m | k_i)$ спрогнозована змінна стану у час $k_i + m$, враховуючи відому поточну інформацію $x(k_i)$. Опираючись на відому модель системи у формі (3.3), змінні стану обчислюють послідовно, використовуючи набір вектори сигналів керування для наступних відліків часу:

$$\begin{aligned} x(k_i + N_p | k_i) = & A^{N_p} x(k_i) + A^{N_p-1} B \Delta u(k_i) + A^{N_p-2} B \Delta u(k_i + 1) + \\ & + \dots + A^{N_p-N_c} B \Delta u(k_i + N_c - 1) \end{aligned} \quad (3.54)$$

На основі отриманих змінних стану вихід системи розраховується [139] відповідно до (3.55):

$$y(k_i + Np | k_i) = CA^{Np}x(k_i) + CA^{Np-1}B\Delta u(k_i) + CA^{Np-2}B\Delta u(k_i + 1) + \dots + CA^{Np-Nc}B\Delta u(k_i + Nc - 1) \quad (3.55)$$

Значення виходу системи отримується починаючи з поточного стану $x(k_i)$ і подальших значень $\Delta u(k_i + j)$, де $j = 0, 1, \dots, Nc - 1$. Тоді вектор виходу системи має вигляд:

$$Y = [y(k_i + 1 | k_i); y(k_i + 2 | k_i); y(k_i + 3 | k_i); \dots y(k_i + Np | k_i);]^T \quad (3.56)$$

$$\Delta U = [\Delta u(k_i); \Delta u(k_i + 1); \Delta u(k_i + 2); \dots \Delta u(k_i + Nc - 1);]^T \quad (3.57)$$

$$Y = Fx(k_i) + \Phi\Delta U \quad (3.58)$$

$$F = \begin{bmatrix} CA \\ CA^2 \\ CA^3 \\ \vdots \\ CA^{Np} \end{bmatrix}; \Phi = \begin{bmatrix} CB & 0 & 0 & \dots & 0 \\ CAB & CB & 0 & \dots & 0 \\ CA^2B & CAB & CB & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ CA^{Np-1}B & CA^{Np-2}B & CA^{Np-3}B & \dots & CA^{Np-Nc}B \end{bmatrix} \quad (3.59)$$

3.2.2. Визначення оптимального вектору керування

Для заданої уставки $r(k_i)$ в час k_i , в межах горизонту прогнозу, метою керування системою є мінімізація відхилення виходу системи від визначеної у межах горизонту прогнозу уставки $r(k_i)$. При цьому вважається, що вектор уставки залишається постійним в процесі оптимізації. Мета оптимізації полягає у знаходженні вектору керування ΔU такого, щоб помилки між значенням уставки і прогнозованим виходом мінімізувалась.

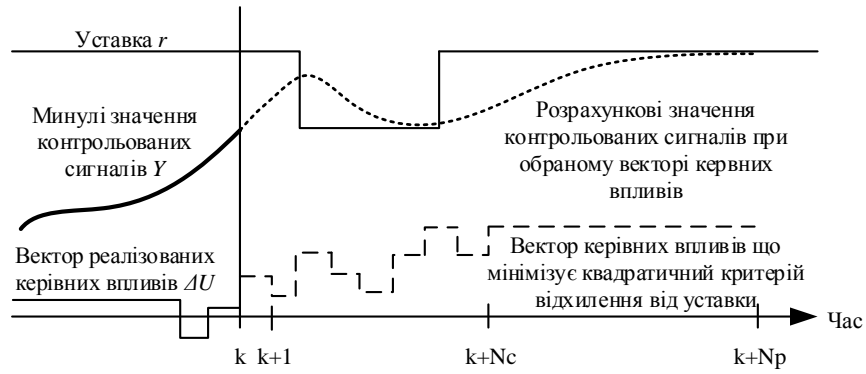


Рис.3.7. Схема побудови оптимального вектору керування при управлінні на основі прогнозуючої моделі

Вектор уставки задається у формі:

$$R_k^T = \overbrace{[1 \ 1 \ \dots \ 1]}^{N_p} r(k_i) = \bar{R}_k r(k_i) \quad (3.60)$$

Значення квадратичного критерію J який визначає якість керування визначається як:

$$J(U) = (R_k - Y)^T (R_k - Y) + \Delta U^T \bar{R} \Delta U \quad (3.61)$$

де перший доданок відповідає за мінімізацію помилки між прогнозованим виходом і уставкою, в той час як другий відображає ціну керування. R – діагональна матриця у формі $\bar{R} = r_w I_{N_c \times N_c}$ ($r_w \geq 0$), де r_w використовується в якості параметра налаштувань замкнутої системи керування. У разі, якщо $r_w = 0$, то величина вектора керування не береться в розрахунок. При значних r_w , величина J розглядається для ситуації, коли значення ΔU мають значну «вартість».

При знаходженні оптимального ΔU , критерій J мінімізують, використовуючи (3.61). В цьому випадку J набуває форми:

$$\begin{aligned} \min J = \sum_{i=1}^{N_p} (R_k - Fx(k_i))^T (R_k - Fx(k_i)) - 2\Delta U^T \Phi^T (R_k - Fx(k_i)) + \\ + \Delta U^T (\Phi^T \Phi + \bar{R}) \Delta U \end{aligned} \quad (3.62)$$

З першої похідної:

$$\frac{\partial J}{\partial \Delta U} = \sum_{i=1}^{N_p} -2\Phi^T (R_k - Fx(k_i)) + 2(\Phi^T \Phi + \bar{R}) \Delta U \quad (3.63)$$

при цьому необхідна умова мінімуму $\frac{\partial J}{\partial \Delta U} = 0$

Оптимальне рішення для керуючого сигналу знаходиться з виразу:

$$\Delta U = \sum_{i=1}^{N_p} (\Phi^T \Phi + \bar{R})^{-1} \Phi^T (R_k - Fx(k_i)) \quad (3.64)$$

Якщо $(\Phi^T \Phi + \bar{R})^{-1}$ існує (матриця $(\Phi^T \Phi + \bar{R})^{-1}$ – Гессенська матриця), оптимальний керуючий сигнал з урахуванням уставки $r(k_i)$ та змінних стану $x(k_i)$ отримують у формі [139]:

$$\Delta U = \sum_{i=1}^{N_p} (\Phi^T \Phi + \bar{R})^{-1} \Phi^T (\bar{R}_k r(k_i) - Fx(k_i)) \quad (3.65)$$

Зважаючи на існування недетермінованого збурюючого впливу з отриманого вектору ΔU використовується лише перший елемент (на наступний відлік) після чого процес оптимізації повторюється.

Дослідження [140] показали, що якість керування УПМ без обмежень близька до якості керування ЛКР. Наслідком цієї властивості є можливість оцінки стійкості системи з УПМ (цифровим регулятором) за допомогою аналізу стійкості лінійних систем.

Критерій оптимальності для УПМ заданий у формі, де уставка вектору вихідних сигналів дорівнює нулю, а вихідні сигнали, це відхилення змінних стану моделі в нормальній формі та частоти центрів інерції КГГ від ustalених значень.

$$J(u_k) = \left(\sum_{j=1}^{n_y} \sum_{i=1}^p \left[\frac{q_{i,j}^y (r_j^i - y_j^i)}{s_j^y} \right]^2 + \sum_{j=1}^{n_u} \sum_{i=0}^{p-1} \left[\frac{q_{i,j}^u (t_j^i - u_j^i)}{s_j^u} \right]^2 + \right. \\ \left. \sum_{j=1}^{n_u} \sum_{i=0}^{p-1} \left[\frac{q_{i,j}^{\Delta u} (u_j^i - u_j^{i-1})}{s_j^u} \right]^2 \right) = \min \quad (3.66)$$

де p, k – горизонти прогнозу та керування відповідно; n_y, n_u – кількість виходів та входів системи, відповідно; u – оптимальний вектор керування $[u^{k^T} \ u^{k+1^T} \ \dots \ u^{k+p-2^T} \ u^{k+p-1^T}]$; y_j^i – прогноз j -го виходу системи на i -му кроці горизонту прогнозу; u_j^i – значення j -го входу системи на i -му кроці

горизонту прогнозу; r_j^i, t_j^i – уставки j -го виходу та j -го входу системи на i -му кроці горизонту прогнозу, відповідно; $q_{i,j}^y, q_{i,j}^u, q_{i,j}^{\Delta u}$ – вагові коефіцієнти j -го виходу, входу та різниці входів на сусідніх кроках горизонту прогнозу, відповідно; s_j^y, s_j^u – масштабні коефіцієнти j -го виходу та j -го входу системи, відповідно.

Принципово важливою рисою УПМ є можливість розрахунку векторів керування при обмеженнях на вхідні, вихідні сигнали та змінні стану системи. Задача керування з обмеженнями на режимні параметри (та їх похідні) вирішується з урахуванням початкового, усталеного, доаварійного стану об'єкту керування (ЕЕС). В запропонованому підході обмеження накладаються на відхилення від визначених усталених значень (уставки). Таким чином формуються діапазони допустимих змін параметрів в перехідних режимах за умовами статичної та динамічної стійкості.

Відповідно до поставлених задач управління основними обмеженнями на процес керування виступають:

1) обмеження на величину наявних резервів потужності засобів керування (віртуальних електричних станцій):

$$u^{min} \leq u_k \leq u^{max} \quad (3.67)$$

2) обмеження на швидкість зміни потужності засобів керування:

$$\Delta u^{min} / \Delta t \leq \Delta u_k / \Delta t \leq \Delta u^{max} / \Delta t \quad (3.68)$$

3) обмеження на значення взаємного кута між центрами інерцій КГГ. Дане обмеження може використовуватися для запобігання порушення статичної та динамічної стійкості між двома КГГ

$$\delta_{mn} \leq \delta_{mn}^{max} \quad (3.69)$$

4) обмеження на величину та максимальну швидкість зміни частоти:

$$y^{min} \leq y_k \leq y^{max} \quad (3.70)$$

$$\Delta y^{min} / \Delta t \leq \Delta y_k / \Delta t \leq \Delta y^{max} / \Delta t \quad (3.71)$$

Важливо відзначити, що врахування технологічних обмежень може призводити до конфліктів в формалізації проблеми керування. При низькій «чутливості» вихідного сигналу по відношенню до керівного, обмеження на вихідний сигнал потребують значних затрат на керування, яке в свою чергу теж може бути обмеженим. В цьому випадку критерій (3.62) мінімізований не буде, проте засоби керування будуть повністю завантажені/вичерпані. Для вирішення подібних проблем в постановку обмежень доцільно ввести «пом'якшення» s_v у формі:

$$y^{min} - s_v \leq y_k \leq y^{max} + s_v \quad (3.72)$$

Зазначений спосіб формування обмежень дозволяє вирішити задачу пошуку оптимального з огляду на критерій J вектору керування на основі квадратичного програмування (КП).

Критерій КП задається у формі

$$J(u_k) = \min_u \sum_{k=0}^{t_f} (z_k^T Q z_k + u_k^T R u_k + 2z_k^T N u_k) + \varphi(x_{t_f}, t_f) = \min \quad (3.73)$$

де z – вектор змінних стану моделі в нормальній формі; u – вектор вхідних сигналів; Q, R, N – вагові матриці.

Обмеження задаються у формі

$$M z_k \leq \gamma(z_k) \quad (3.74)$$

де M – матриця, що визначає форму лінійних обмежень.

У випадку, якщо Q – додатньо визначена матриця, та усі обмеження лінійні, то задача оптимізації зводиться до опуклої (J – опукла, обмеження – опуклі).

Проведені дослідження [141] довели, що принципи формування вектору керування ΔU на основі УПМ дозволяють ефективно використовувати нелінійні моделі об'єкту керування, якою по своїй природі є електроенергетична система. Для перевірки ефективності використання УПМ за розробленим алгоритмом (рис.3.3) моделювання аварійних сценаріїв використовується нелінійна модель трьохмашинної ЕЕС еквівалентна ОЕС України з трьома КГГ структура якої наведена на рис.3.8.

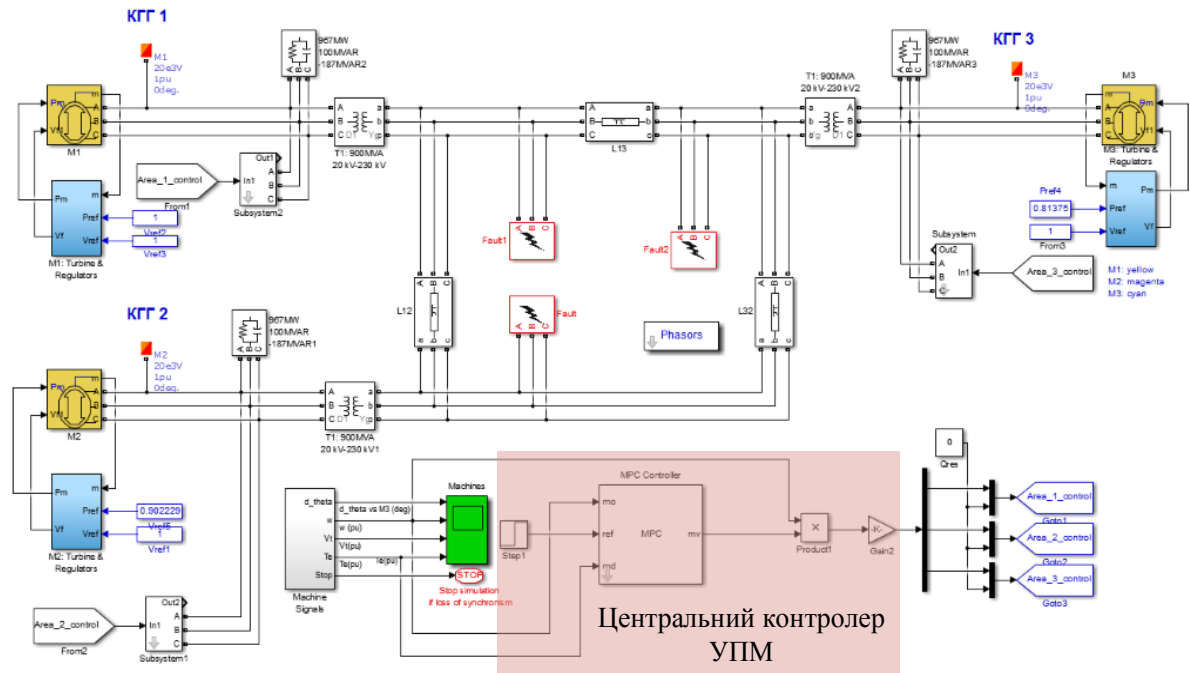


Рис.3.8. Структура еквівалентної до ОЕС України 3-х машинна модель ЕЕС з централізованим керуванням реалізованим на основі УПМ

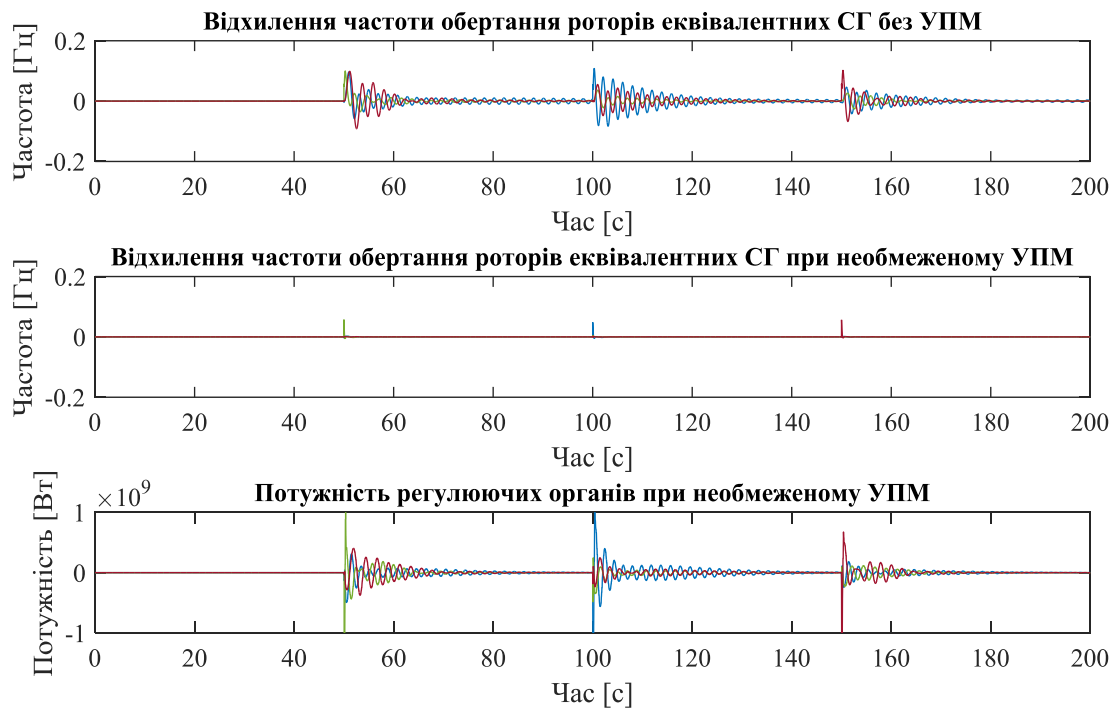


Рис.3.9. Результати розрахунку перехідного процесу зміни частоти КГГ ЕЕС та потужності регулюючих органів при селективному модальному УПМ керуванні

Використання підходу на основі УПМ обумовлює накладання обмежень на часові характеристики реєстрації збурення, формування та реалізації керівних рішень. В процесі побудови системи регулювання

частоти ЕЕС під час перехідних режимів підсистеми зв'язку та обрахунків повинні задовольняти визначеним часовим критеріям – працювати в режимі реального часу.

Режимом реального часу визначає режим функціонування системи, ефективність роботи в якому залежить не тільки від логічної коректності, але і від часу, потрібного для отримання результату. Визначення роботи системи у режимі жорсткого реального часу передбачає детерміноване значення часу відгуку, проте не накладає обмежень на абсолютне значення – це можуть бути як мілісекунди, так і тижні.

Для задачі з 10 змінними та 100 обмеженнями виконання опуклої оптимізації на прикладі використання програмного коду MatlabQPsolver (quadprog) на ПК з частотою одноядерного процесора 2ГГц займає близько 10мс. Комерційні реалізації квадратичного програмування виконують аналогічну задачу з час менше 1мс [142]. Окрім того вирішення проблеми детермінованого часу виконання оптимізації вектору керування полягає в обмеженні кількості ітерацій пошуку екстремуму по алгоритму квадратичного програмування.

Актуальною залишається задача дослідження ефективності субоптимального регулювання частоти ЕЕС під час перехідних режимів з урахуванням реальних режимних та технологічних обмежень. Особливу увагу слід приділити впливу затримок в каналах передачі інформації та достовірності даних синхронізованих вимірів СМПР на стійкість та якість керування.

Висновки по 3 розділу

Проведено аналіз підходів до формування критерію оптимального регулювання частоти ЕЕС під час перехідних режимів. Встановлено, що в умовах незначних відхилень режимних параметрів – електромеханічні перехідні процеси в ЕЕС можна описати на основі лінійної моделі. Тому у

якості критерію оптимального керування обрано квадратичний критерій якості по відхиленню змінних стану моделі системи у нормальній формі від усталених значень.

Встановлено, що використання лінійного квадратичного керування, на основі використання моделі об'єкту керування в нормальній формі дозволяє селективно контролювати окремі модальні складові, підвищуючи ефективність управління перехідними режимами. Так використання селективного модального ЛКР дозволило збільшити демпфування обраних мод НЧК в 10^3 раз.

Отримані результати моделювання роботи ЛКР свідчать про необхідність обмеження характеристик керівних сигналів. Основними обмеженнями керування виступають: значення резервів потужності для реалізації керівних впливів, значення контрольованих величин частоти та відносних кутів окремих когерентних груп, тощо. Підхід до розрахунку вектору керування з використанням управління на основі прогнозуючої моделі показав ефективність вирішення проблеми обмеження контрольованих величин в процесі оптимального керування.

РОЗДІЛ 4. ОПТИМАЛЬНЕ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З УРАХУВАННЯМ ОБМЕЖЕНЬ

4.1. Сумісна робота систем протиаварійної автоматики та централізованої системи регулювання частоти електроенергетичної системи

Використання централізованої системи регулювання частоти ЕЕС під час перехідних режимів (АРЧ-ПР) повинно узгоджуватися з роботою існуючих систем керування. Зважаючи на необхідну швидкість формування та реалізації керівних впливів особливо слід відзначити сумісність роботи АРЧ-ПР з існуючою протиаварійною автоматикою. Протиаварійна автоматика (ПА) призначена для обмеження розвитку й припинення аварійних режимів в енергосистемі. Найважливішим її завданням є запобігання загальносистемним аваріям, що супроводжуються порушенням електропостачання споживачів на значній території [143]. Основні функції, що виконує ПА є: автоматичне запобігання порушення стійкості; автоматична ліквідація асинхронного режиму; автоматичне обмеження: зниження частоти, підвищення частоти, зниження напруги, підвищення напруги; автоматичне розвантаження обладнання [143].

При порушенні нормального режиму пристрої ПА виявляють аварійну ситуацію й визначають комбінацію й дозування (інтенсивність) керуючих впливів на вимикачі, автоматичні системи регулювання турбін, системи регулювання порушення й інші автоматичні пристрої, що є по суті виконавчими пристроями системи ПА.

Керуючі впливи ПА повинні відповідати збуренню і його реальній небезпеці при даному стані ЕЕС. Для цього пристрої протиаварійної автоматики повинні фіксувати вид, місце та інтенсивність збурення, а також враховувати поточний стан ЕЕС. При цьому повинна бути передбачена можливість опосередкованої фіксації збурення. Наприклад, для фіксації

віддаленої аварії, пов'язаної з появою дефіциту активної потужності в прийомній частині ЕЕС, може використовуватися перевантаження лінії електропередачі або відповідного перетину.

У ряді випадків інформація від пускових пристроїв до пристроїв автоматичного дозування впливів або команди до виконавчих пристроїв можуть передаватися за допомогою пристроїв телепередачі, а параметри доаварійного режиму й перехідного процесу можуть вимірюватися за допомогою пристроїв телевимірювання [143].

Система ПА реалізується сукупністю пристроїв, об'єднаних єдиним принципом дії, взаємно координованими параметрами настроювання, у ряді випадків - апаратно. Система може бути централізованою (із центральним пристроєм, зв'язаним каналами передачі інформації з іншими пристроями) і децентралізованою (без центрального пристрою). Складні системи ПА будується за принципом територіальної ієрархії з виділенням пристроїв різного рівня керування. При цьому максимальна частина загальної задачі системи передається на більш низький рівень керування.

Аналогії в умовах функціонування, структурі виконання, задачах та формах реалізації керівних впливів обумовлює необхідність забезпечення скоординованої дії ПА та АРЧ-ПР в умовах виникнення аварійних ситуацій. Зважаючи на принципову першорядність успішності функціонування ПА, узгодження з системами АРЧ-ПР доцільно проводити опосередковано через зв'язок по режимним параметрам. Іншими словами робота АРЧ-ПР повинна здійснюватися по умовам запобігання можливих аварійних режимів по принципу «до ПА».

Використання підходу на основі УПМ для формування керівних впливів дозволяє реалізувати дозування керуючих впливів обумовлених вимогами точності, тобто властивістю вибирати інтенсивність керуючого впливу, що не перевищує максимально припустимого значення.

Формування ефективного (оптимального) керівного впливу у значній мірі визначається здатністю реалізувати керування до настання

необоротного процесу виходу режиму роботи ЕЕС із допустимої області (наприклад, до порушення динамічної стійкості). При цьому, чим швидше здійснюється керуючий вплив при аваріях, тем менше необхідна інтенсивність впливу і тим більша ймовірність збереження стійкості.

Критерії ефективного функціонування АРЧ-ПР перебувають у складній взаємозалежності. Задача керування полягає в забезпеченні оптимальності функціонування в умовах збереження статичної, динамічної та результуючої динамічної стійкості (утримати ЕЕС в області припустимих режимів або повернути її в цю область по траєкторії, що забезпечує схоронність устаткування й безперебійність електропостачання). Ефективність функціонування як ПА та і АРЧ-ПР полягає у виконанні ряду критеріїв оптимальності, що забезпечують необхідну якість перехідного процесу, а також мінімум деяких режимних параметрів ЕЕС, тобто має місце оптимальне регулювання частоти під час перехідних режимів. Регулювання частоти під час перехідних режимів визначається як якісне при виконанні вимог мінімально необхідної інтенсивності керуючих впливів, селективності й оптимальності [143].

4.2. Дослідження якості централізованого регулювання частоти ЕЕС з урахуванням обмежень

Основною проблемою використання лінійно-квадратичного регулятора є відсутність можливості врахування фізичних та технологічних обмежень, які притаманні ЕЕС. При цьому необхідно відзначити можливість зміни обмежень в часі. Основними обмеженнями, якими необхідно задатися при роботі УПМ є наступні:

- на вихідні величини:
 - 1) обмеження на величину наявних резервів потужності засобів керування (віртуальних електричних станцій);
 - 2) обмеження на швидкість зміни потужності засобів керування;

- на вхідні величини
 - 1) обмеження на максимальне відхилення частоти;
 - 2) обмеження на максимальну швидкість зміни частоти;
 - 3) обмеження на величину взаємного кута навантаження (δ_{ij})

між КГГ.

Використаний підхід підпросторової ідентифікації, що формує модель типу «чорний ящик» не дозволяє інтерпретувати отримані параметри моделі у формі змінних стану, як фізичні характеристики. Тому обмеження УПМ можуть бути формалізовані для вхідних, вихідних та модальних характеристик об'єкту керування. Зважаючи на це, режимні параметри, які мають принципове значення для виконання поставлених перед регулятором задач повинні бути відображені на виході ідентифікованої системи. У випадку необхідності виконання багатокритеріальної оптимізації або обмеження діапазонів зміни режимних параметрів під час перехідних процесів модель системи повинна дозволяти здійснювати розрахунок усіх режимних параметрів, на які накладено обмеження та які приймають участь у формуванні критерію якості ПП.

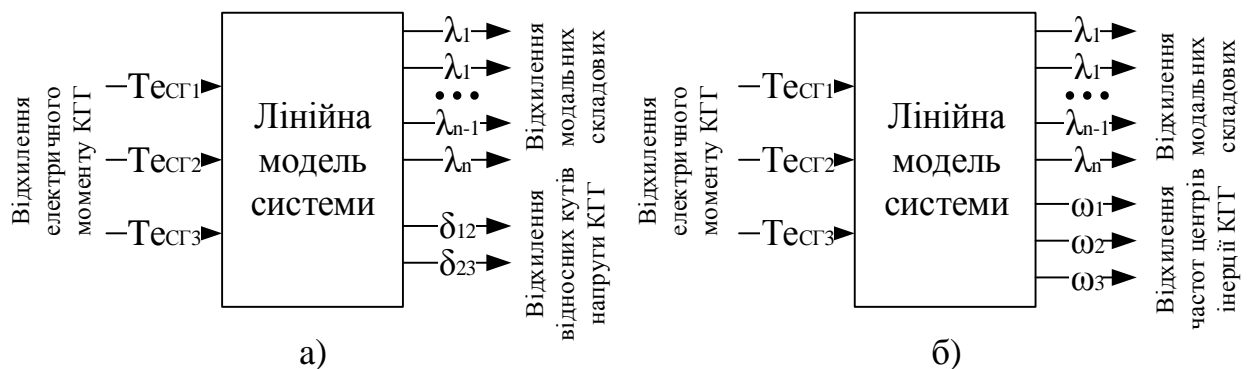


Рис.4.1. Структура моделі ЕЕС при необхідності введення обмежень на взаємні кути КГГ (а), та при необхідності введення обмежень на відхилення частоти центрів інерції КГГ (б)

В подальших дослідженнях підхід на основі компенсації окремих модальних складових доповнюється характерними для процесу

функціонування ЕЕС обмеженнями на режимні параметри, значення яких визначає якість функціонування системи.

- обмеження на величину відхилення частоти центрів інерції КГГ

Якість частоти ОЕС вважається задовільною, якщо:

- протягом доби [154] сумарна тривалість відхилень частоти від номінальної $\pm 0,2$ Гц не повинна перевищувати 5%, а відхилення $\pm 0,4$ Гц зовсім відсутні;

- протягом одномісячного періоду: стандартне відхилення для 90 і 99 % інтервалів вимірювання не повинно перевищувати 0,04 і 0,06 Гц відповідно.

Зокрема, має забезпечуватися утримання поточної частоти в межах $50 \pm 0,05$ Гц (нормальний рівень) і в межах $50 \pm 0,2$ Гц (допустимий рівень) з відновленням нормального рівня частоти і заданих сумарних зовнішніх перетоків потужності областей регулювання за час не більше 15 хвилин для узгодження відхилень частоти з планованими запасами пропускної спроможності транзитних мереж ОЕС в нормальних умовах. Окрім того підтримка частоти у встановлених межах обумовлена вимогами по забезпеченню статичної стійкості.

Використання УПМ для виконання вимог ГОСТ 13109 реалізується шляхом встановлення обмежень на діапазон зміни вихідного сигналу системи (відхилення частоти від номінального значення). Результати розрахунку перехідного процесу зміни частоти системи (рис.4.2) показали ефективність УПМ регулювання частоти під час перехідних режимів при обмеженнях на діапазон зміни діапазон зміни частоти центрів інерції визначених КГГ ОЕС України.

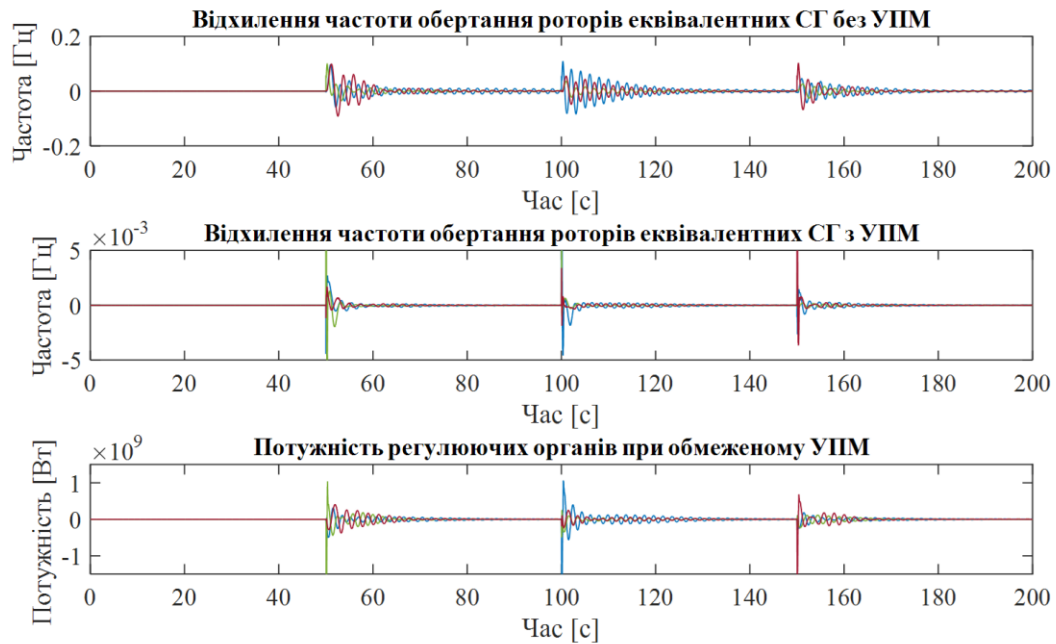


Рис.4.2. Результати розрахунку перехідного процесу зміни частоти КГГ ЕЕС та потужності регулюючих органів при обмеженому УПМ керуванні (обмеження накладені на абсолютне відхилення частоти КГГ)

- обмеження на величину відхилення взаємних кутів навантаження КГГ

Основними показниками, що визначають стійкість функціонування ЕЕС є критерії статичної та динамічної стійкості. Проведені дослідження [144] показали необхідність додаткового контролю запасів стійкості системи. Окрім того, актуальність збереження стійкості системи зі значною часткою ВДЕ в енергобалансі обумовлена тенденцією на зниження обертової інерції ЕЕС, що призводить до зменшення меж динамічної стійкості. Використання підходу на основі УПМ дозволяє обмежувати діапазони зміни окремих вихідних сигналів системи. Одним з основних режимних параметрів, який визначає стійкість ЕЕС є взаємний кут напруги між еквівалентними генераторами (КГГ) системи.

Результати розрахунку перехідного процесу зміни частоти системи (рис.4.2) показали ефективність УПМ регулювання частоти під час перехідних режимів при обмеженнях на діапазон зміни взаємних кутів напруги між КГГ. Одночасно з контролем динамічної стійкості

здійснюється контроль статичної стійкості по куту за аналогічним принципом обмеження. Задача контролю статичної стійкості по напрузі повинна вирішуватися локально – регіональним регулятором або віртуальною електростанцією.

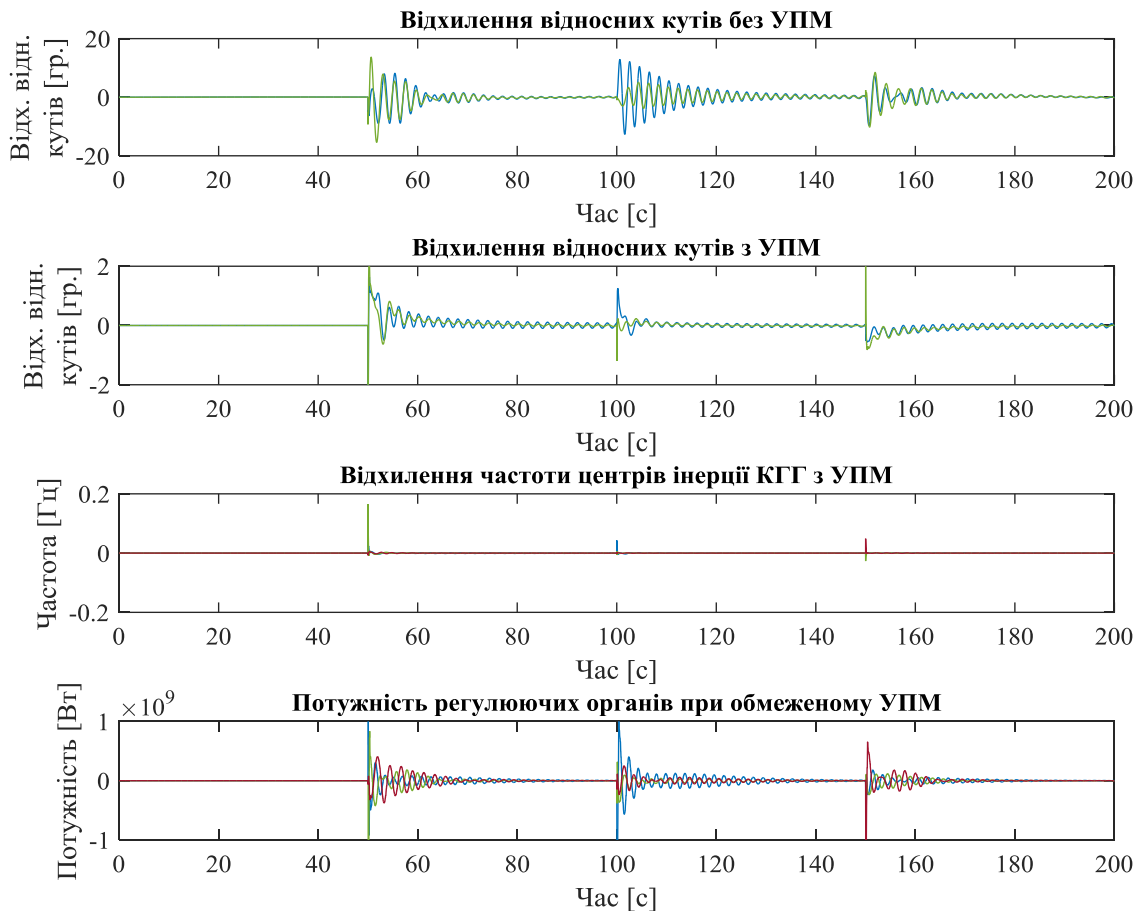


Рис.4.3. Результати розрахунку перехідного процесу зміни частоти КГГ ЕЕС та потужності регулюючих органів при обмеженому УПМ керуванні (обмеження накладені на відхилення відносного кута напруги між КГГ)

- обмеження на величину та швидкість завантаження і розвантаження засобів керування

Забезпечення резервів ВДЕ здійснюється або зміною режиму оптимального функціонування або шляхом обмеження генерування визначених станції. Прийняття рішення про відведення частини потужності станції у резерв приймається регіональним регулятором на основі розрахунку сценаріїв видачі додаткової резервної потужності за умов

збереження стійкості системи та якості електричної енергії. Зважаючи на дефіцит резервів на завантаження, особливо швидкодіючих резервів ВДЕ виділених для забезпечення віртуальної інерції необхідно, щоб централізоване керування на основі УПК враховувало обмеження на величину та швидкість завантаження і розвантаження засобів керування. Аналіз розрахунку перехідного процесу зміни частоти системи (рис.4.4) показали ефективність УПМ регулювання частоти ЕЕС під час перехідних режимів при обмеженнях на величину керуючих впливів. Отримані результати дозволяють стверджувати про необхідність розвитку шляхів забезпечення «швидких» резервів потужності на завантаження, використання яких має принципове значення для підвищення ефективності регулювання частоти ЕЕС під час перехідних режимів. Основою для забезпечення оперативних резервів, що можуть бути використані в процесі регулювання можуть стати накопичувачі енергії на основі обертових мас, суперконденсаторів, акумуляторів автомобілів з електричною тягою та ін.

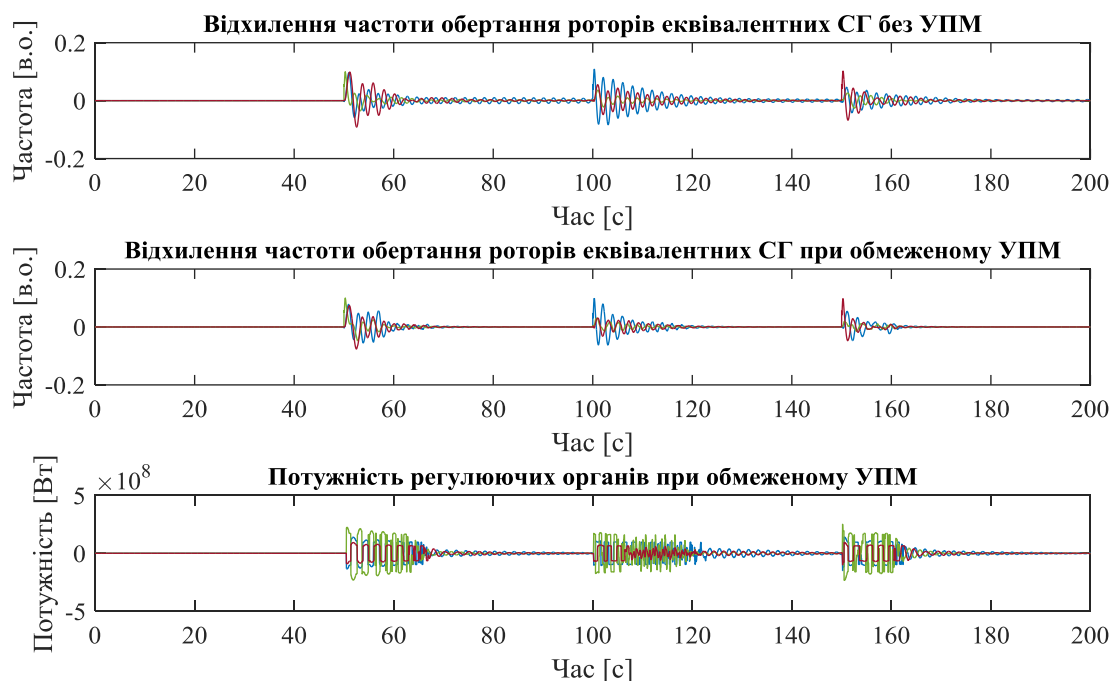


Рис.4.4. Результати розрахунку перехідного процесу зміни частоти КГГ ЕЕС та потужності регулюючих органів при обмеженому УПМ керуванні (обмеження накладені на величину резервів потужності для здійснення керування)

Перспективним є розвиток технології споживачів-регуляторів, які здатні адресно та швидко (здебільшого дискретно) керувати потужністю в напрямку завантаження та розвантаження.

На ефективність регулювання частоти ЕЕС під час перехідних режимів значний вплив має швидкість прийняття та реалізації керівних впливів. Аналіз результатів розрахунку ПП зміни частоти ЕЕС при обмеженнях на швидкість набору та скидання потужності резервів ВДЕ (рис. 4.5-4.6) вказує на важливість залучення швидкодіючих механізмів реалізації керівних впливів в перехідних режимах.

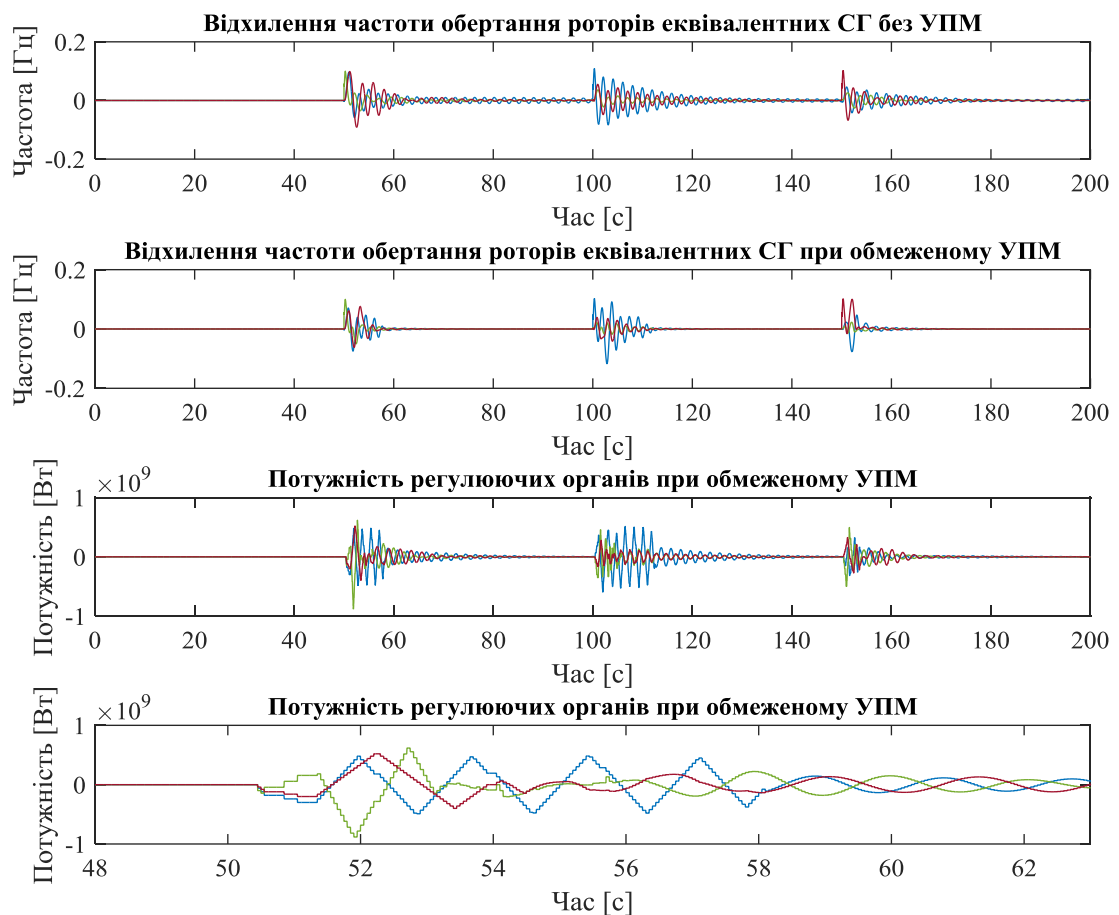


Рис.4.5. Розрахунок перехідного процесу зміни частоти КГГ ЕЕС та потужності регулюючих органів при обмеженому УПМ керуванні (обмеження накладені на величину швидкості зміни потужності резервів для здійснення керування, обмеження складають – 1ГВт/с)

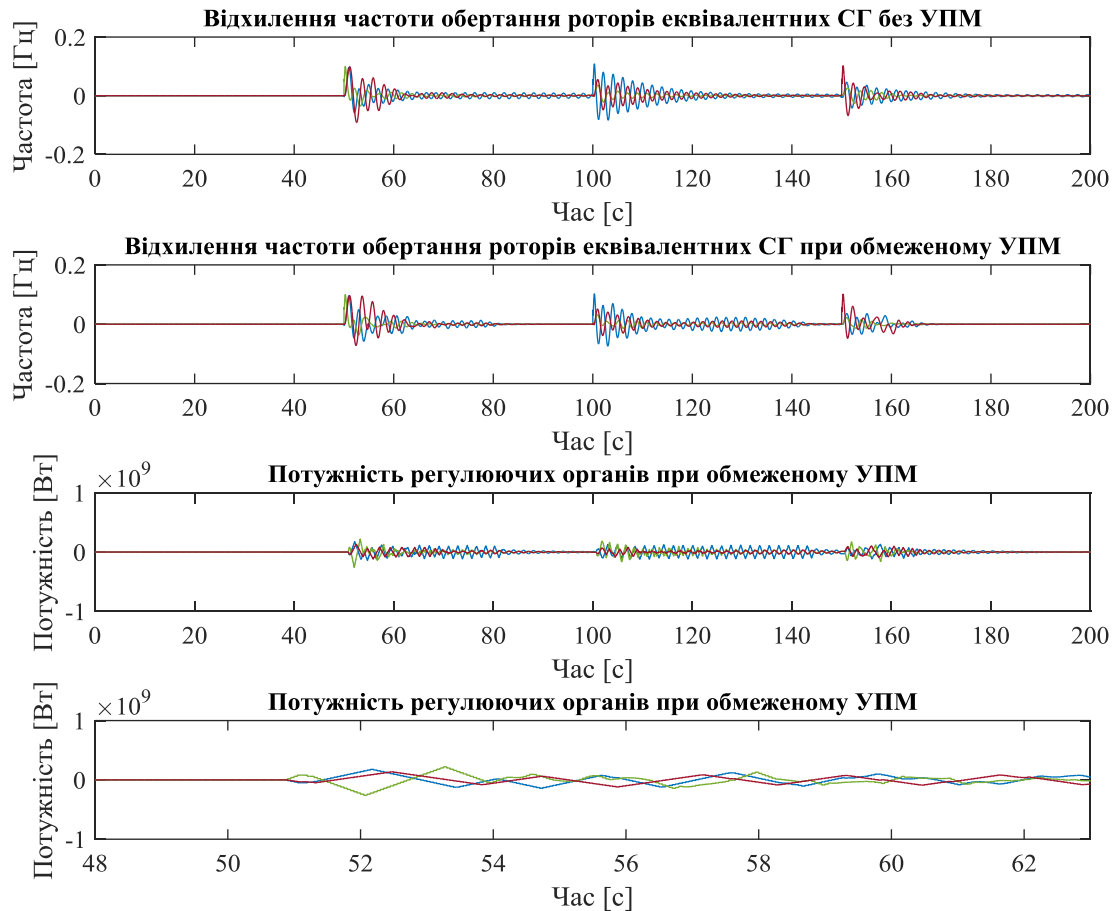


Рис.4.6. Розрахунок перехідного процесу зміни частоти КГГ ЕЕС та потужності регулюючих органів при обмеженому УПМ керуванні (обмеження накладені на величину швидкості зміни потужності резервів для здійснення керування, обмеження складають – 200МВт/с)

При недостатній швидкості набору або скидання потужності регулятор, в процесі пошуку оптимальної траєкторії на визначених інтервалах керування, не активує повільні резерви з огляду на неефективність їх використання при керуванні перехідними режимами викликаних визначеними збуреннями. Відведені у резерв потужності не використовуються, що знижує ефективність функціонування розробленої системи в цілому. Таким чином швидкість завантаження та розвантаження резервів КГГ є одним з основних чинників, що визначають ефективність регулювання частоти ЕЕС під час перехідних режимів.

4.3. Дослідження роботи системи централізованого регулювання частоти ЕЕС під час перехідних режимів в умовах наявності затримок в каналах передачі даних технологічної інформації СМІР

Технологічна мережа зв'язку призначена для забезпечення виробничої діяльності електроенергетики та управління технологічними процесами у виробництві, передачі та розподілу електроенергії на всіх рівнях ієрархії оперативно-диспетчерського та оперативно-технологічного управління з гарантованою якістю обміну усіма видами інформації.

Основними вимогами до системи технологічного зв'язку є: підтримка визначених параметрів послуги (швидкість передачі інформації, номерна ємність, час встановлення з'єднання, географічна доступність); підтримка визначеної якості послуг, що надаються (доступність, надійність, коефіцієнт готовності і час відновлення, пропускна здатність, якість передачі інформації); захищеність переданої інформації (інформаційна безпека); функціонування телекомунікаційної інфраструктури в цілодобовому режимі з резервуванням її елементів, що забезпечують безперервність оперативно-диспетчерського та оперативно-технологічного управління.

Волоконно-оптичні лінії зв'язку є базовою мережею зв'язку в енергосистемі. Технологія побудови ВОЛЗ з використанням ПЛ оптимальна для електроенергетики, так як магістральні ділянки електричної мережі ЛЕП та телекомунікаційних мереж можуть споруджуватися як єдине ціле. Така комбінована інфраструктура максимально ефективним чином пов'язує джерела інформації та джерела електричної енергії з їх споживачами.

У порівнянні з іншими мережами зв'язку, ВОЛЗ по ПЛ забезпечує передачу будь-якого виду трафіку, володіє підвищеними характеристиками по швидкості і ємності, і має в кілька разів меншу кількість механічних пошкоджень від зовнішніх впливів, ніж кабелі, прокладені в ґрунті.

При використанні даних СМІР для задач регулювання режимами ключову роль відіграють достовірність даних та затримка передачі

інформаційного сигналу. Величина затримок передачі даних від реєстраторів через пункти контролю до виконавчих органів залежить від типів каналів передачі даних по яких здійснюється зв'язок, швидкості прийняття керівних рішень, швидкості комутації, тощо. Значні стохастичні затримки [145] мають негативний вплив на якість керування. Отримані в результаті досліджень статичної коливної стійкості систем дані [146] свідчать про значний вплив затримок на межу стійкості, причому межі змінюються швидше при зростанні величини затримок.

Проведені оцінки затримок в каналах передачі даних [147] показали, що для волоконно-оптичних каналів середнє значення затримки склало 25мс (в одну сторону), для супутникового каналу 250мс. Окремо слід виділити дослідження [148], результати яких свідчать про значну затримку в центральних регуляторах. Так повна затримка від реєстраторів до виконавчих органів склала 185мс. Інші дослідження [149-150] отримали результати оцінок на рівні від 25 до 250мс.

Пропускна здатність існуючих каналів передачі інформації між апаратом управління НЕК Укренерго, де планується встановлення центрального регулятора та енергопостачальними підприємствами наведені в таблиці 4.1.

Характеристики КПД ТКМ "Енергія"

Назва	ТКМ "Енергія"
Дніпрообленерго	Асинхронний канал 64 Кб/сек через Дніпровську ЕС
Запоріжжяобленерго	Цифровий канал 10 Мб/сек через Дніпровську ЕС
Кіровоградобленерго	Асинхронний канал 28 Кб/сек. через Дніпровську ЕС
Донецькобленерго	Цифровий канал 10 Мб/сек. через Донбаську ЕС
Луганськобленерго	Цифровий канал 10 Мб/сек. через Донбаську ЕС
Волиньобленерго	Цифровий канал 128 Кб/сек.
Закарпаттяобленерго	Цифровий канал 128 Кб/сек.
Львівобленерго	Асинхронний канал 28.8 Кб/сек. через Західну ЕС
Прикарпаттяобленерго	Асинхронний канал 28.8 Кб/сек. через Західну ЕС
Рівненерго	Цифровий канал 128 Кб/сек.
Крименерго	Цифровий канал 10 Мб/сек. через Кримську ЕС
Севастопільенерго	Цифровий канал 128 Кб/сек.
Миколаївобленерго	Асинхронний канал 19.2 Кб/сек. через Південну ЕС
Одесаобленерго	Асинхронний канал 57 Кб/сек. через Південну ЕС
Херсонобленерго	Цифровий канал 24 Кб/сек.
Вінницяобленерго	Асинхронний канал 33.6 Кб/сек. через ПівдЗах. ЕС
Тернопільобленерго	Цифровий канал 19.2 Кб/сек.
Чернівціобленерго	Цифровий канал 128 Кб/сек.
Хмельницькобленерго	Цифровий канал 128 Кб/сек.
Полтаваобленерго	Асинхронний канал 19.2 Кб/сек. через Північну ЕС
Сумиобленерго	Асинхронний канал 28.4 Кб/сек. через Північну ЕС
Харківобленерго	Цифровий канал 128 Кб/сек.
Житомиробленерго	Цифровий канал 128 Кб/сек.
Київенерго	Цифровий канал 100 Мб/сек. через Центральну ЕС
Київобленерго	Асинхронний канал 28.4 Кб/сек. через Центральну ЕС
Черкасиобленерго	Цифровий канал 128 Кб/сек.
Чернігівобленерго	Цифровий канал 128 Кб/сек.

Затримки передачі даних визначаються насамперед затримками в маршрутизаторах і витратами часу на повторні передачі. Причинами повторних передач можуть бути втрати або спотворення пакетів в проміжних вузлах і недостатня ємність буферної пам'яті у вузлах-одержувачів. Розмір буфера для прийнятих повідомлень повинен бути оптимальним: занадто малий розмір може призвести до відкидання сегментів, тобто до частих повторним передачам, а занадто великий розмір може призвести до довгих черг, тобто до зростання і збільшення затримок.

Аналіз вимог протоколу IEEE C37.118 показав, що кількість інформаційних повідомлень, які можуть передаватися за секунду складає від 10 до 25, кожна з яких вміщує 32 аналогові величини режимних параметрів. Згідно проведених досліджень «збитковість кодування» найбільш поширених протоколів мережевого зв'язку складає від 20% до 70% [151]. Так при довжині інформаційної частки $\sim 32 \times 4$ байт затримка в прямому КПД (без маршрутизації) з пропускнуою здатністю 128 Кб/сек складає 9.6-13.6мс, з 19.2 Кб/сек – 64-90мс в одному напрямку.

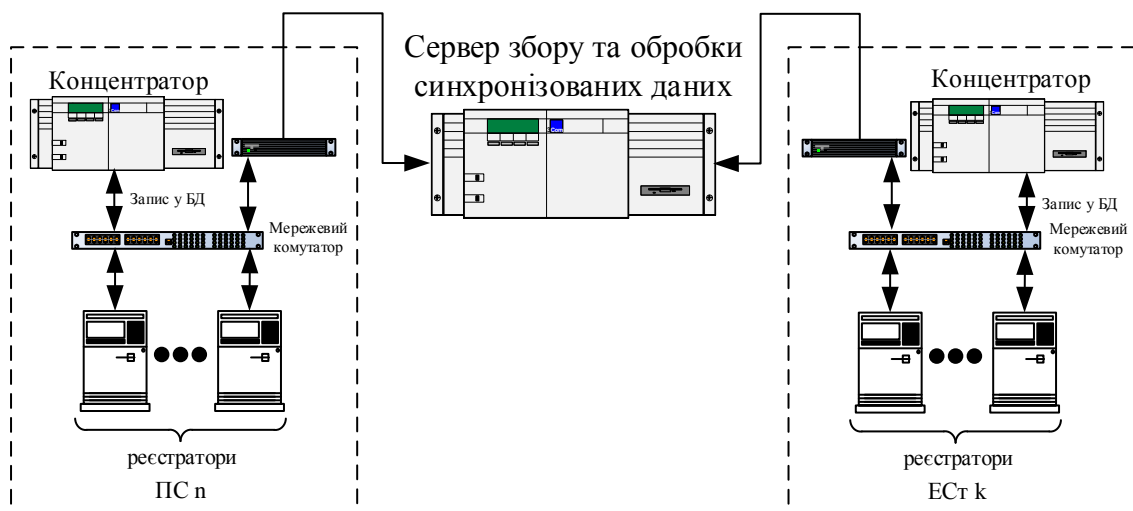


Рис.4.7. Структурна схема системи зв'язку системи моніторингу перехідних режимів

Додаткова маршрутизація, запис в проміжні бази даних (БД), затримки на формування та реалізацію керівних впливів, негативний вплив завад, що можуть виникнути в перехідних режимах, втрата живлення

окремних частин інформаційної системи призводять до збільшення затримок КПД. Реальну оцінку затримок можна отримати провівши натурні експерименти на існуючих КПД. Використовуючи результати проведених досліджень, припустимо вважати середню затримку КПД на рівні 100 - 250 мс.

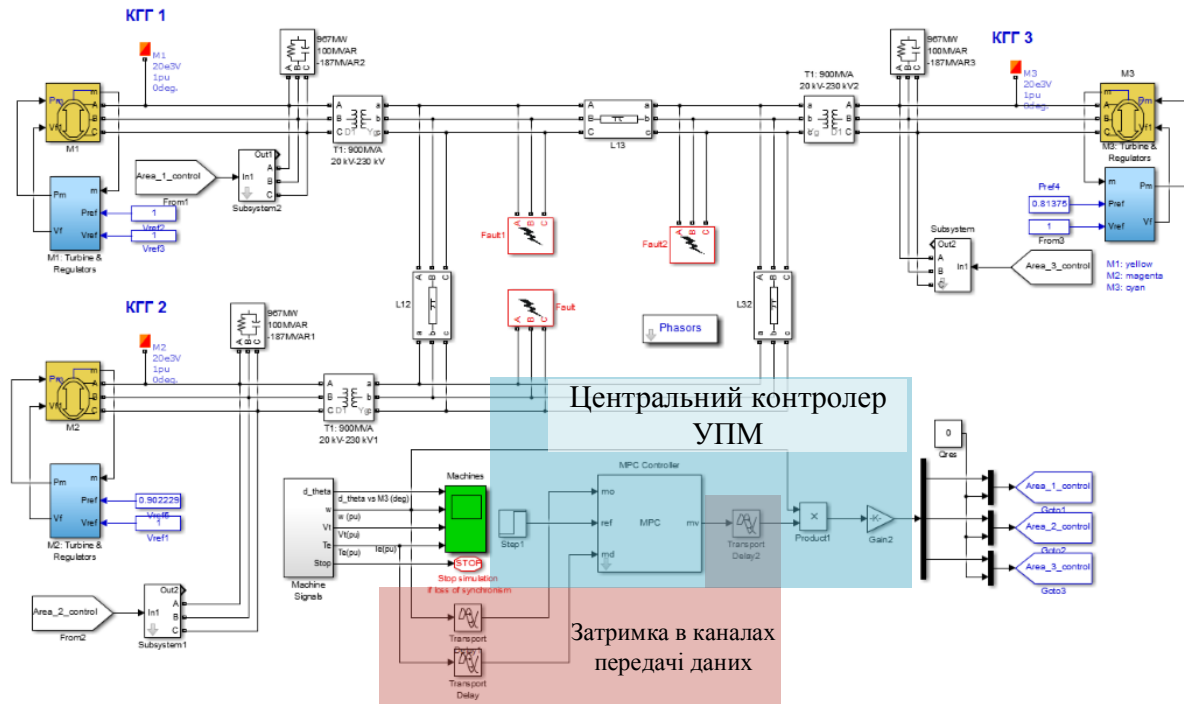


Рис.4.8. Розрахункова еквівалентна до ОЕС України 3-х машинна модель ЕЕС з централізованим керуванням реалізованим на основі УПМ та затримками в КПД системи моніторингу перехідних режимів

Використання «загрубленої» системи оцінювання (збільшенні очікуваної потужності завад) в контурі УПМ та збільшення довжин вікон оптимізації та керування N_p, N_c відповідно дозволяє зменшити вплив затримок в каналах передачі інформації. Проте при «загрубленні» оцінок втрачається точність керівних впливів, що призводить до погіршення ефективності керування. В свою чергу ефект зменшення впливу затримок КПД при збільшенні вікон оптимізації та керування досягається збільшенням обчислювального навантаження на центральний регулятор. Проведені дослідження ефективності запропонованого підходу при затримках в КПД показали необхідність у комбінованому використанні

підходів на основі «загрублення» оцінок стану об'єкту та «розширення» горизонтів прогнозування та керування. При визначених характеристиках КПД відомі методи налаштування УПМ [152] дозволяють стверджувати про робастність даного виду регуляторів до впливу затримок КПД.

Аналіз впливу затримок в прямому та зворотному КПД АРЧ-ПР з лінійно-квадратичним регулятором у якості формувача керівних впливів виявив тенденцію до зміщення полюсів передатної функції системи ближче до правої напівплощини. Що свідчить про зменшення запасу стійкості по статичній коливній стійкості та зменшення демпфування низькочастотних коливань режимних параметрів ЕЕС. При затримці більше 50мс система втрачає статичну стійкість. Зважаючи на розрахункову величину затримки на рівні 250мс необхідно здійснювати додаткові заходи по зменшенню затримки КПД або використовувати більш стійкі закони керування. Синтез УПМ регулятора на основі врахування можливих затримок в КПД дозволяє підлаштовувати формування керівного впливу враховуючи характеристики інформаційної системи.

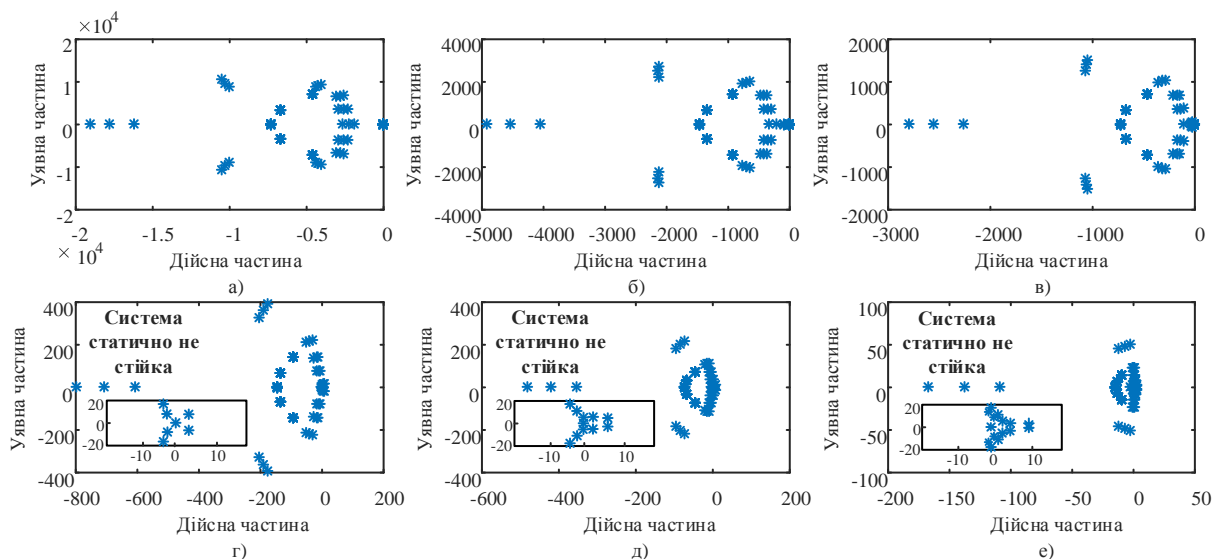


Рис.4.9. Полюси системи з централізованим керуванням при затримках в КПД : а) 1×10^{-3} с, б) 5×10^{-3} с, в) 1×10^{-2} с, г) 5×10^{-2} с, д) 1×10^{-1} с, е) 2.5×10^{-1} с

Зважаючи на недетермінований характер величини затримки в КПД синтез регулятора, що задовольняв би умовам стійкості до затримок в широкому діапазоні утруднений. Можливість оцінки максимальної робочої

(при функціональній справності КПД) затримки дозволяє провести синтез регулятора стійкого до затримок близьких до максимальних. Налаштування системи керування на основі моделі з затримками проведено на основі апроксимації Паде [153]. Результати розрахунку ФЧХ системи з затримками (рис. 4.10) показали, що апроксимація Паде другого порядку точно описує ФЧХ системи з затримками до частоти 8 рад/с.

У випадку якщо сигнал прийшов з затримкою, що меншою за розрахункову (максимальну) необхідно провести «вирівнювання» або буферизацію сигналів. У процесі роботи на вході регулятора необхідно забезпечити детерміновану затримку. В свою чергу, згідно з запропонованим підходом вихідні сигнали повинні «вирівнюватися» безпосередньо на приймаючій стороні з детермінованим часом реалізації керування.

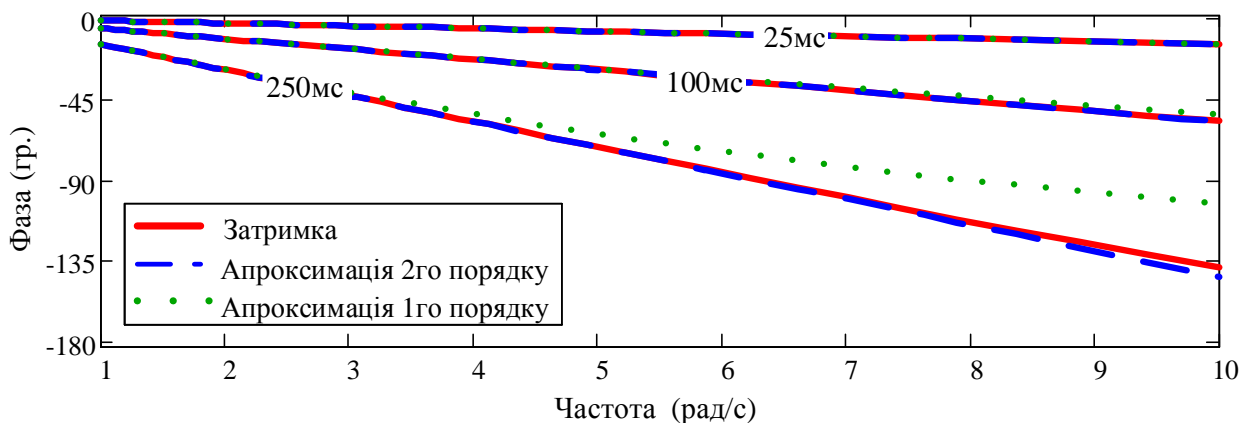


Рис.4.10. Результат розрахунку фазочастотної характеристики апроксимації Паде системи з затримками

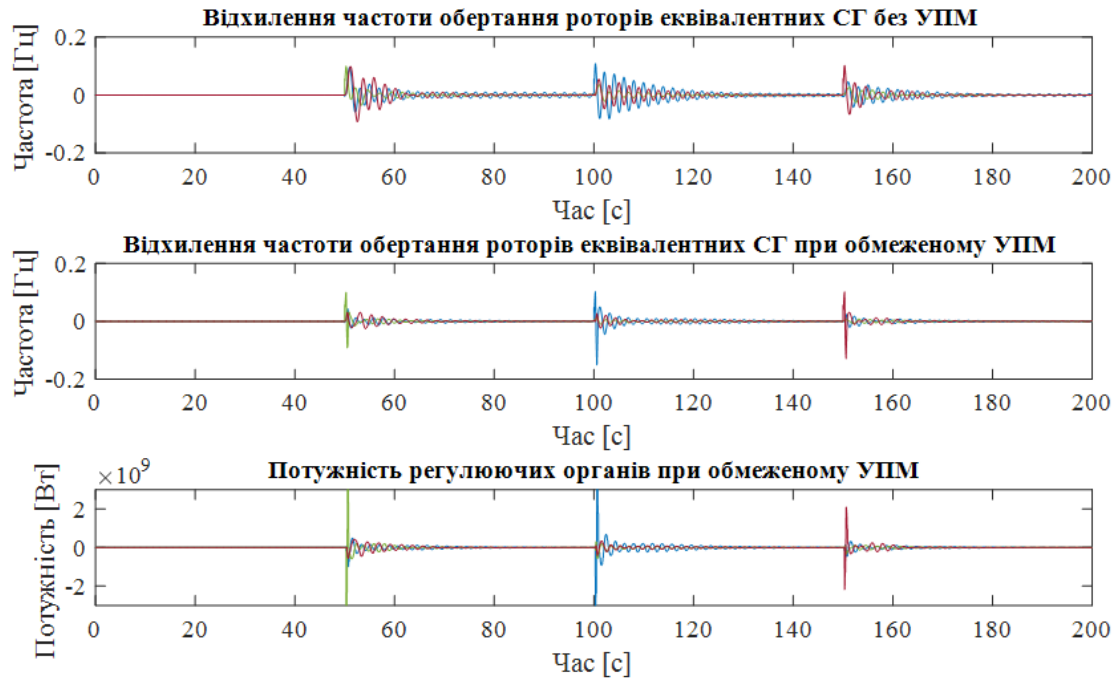


Рис.4.11. Результати розрахунку перехідного процесу зміни частоти КГГ ЕЕС та потужності засобів керування при селективному модальному УПМ керуванні при затримці в КПД 100 мс

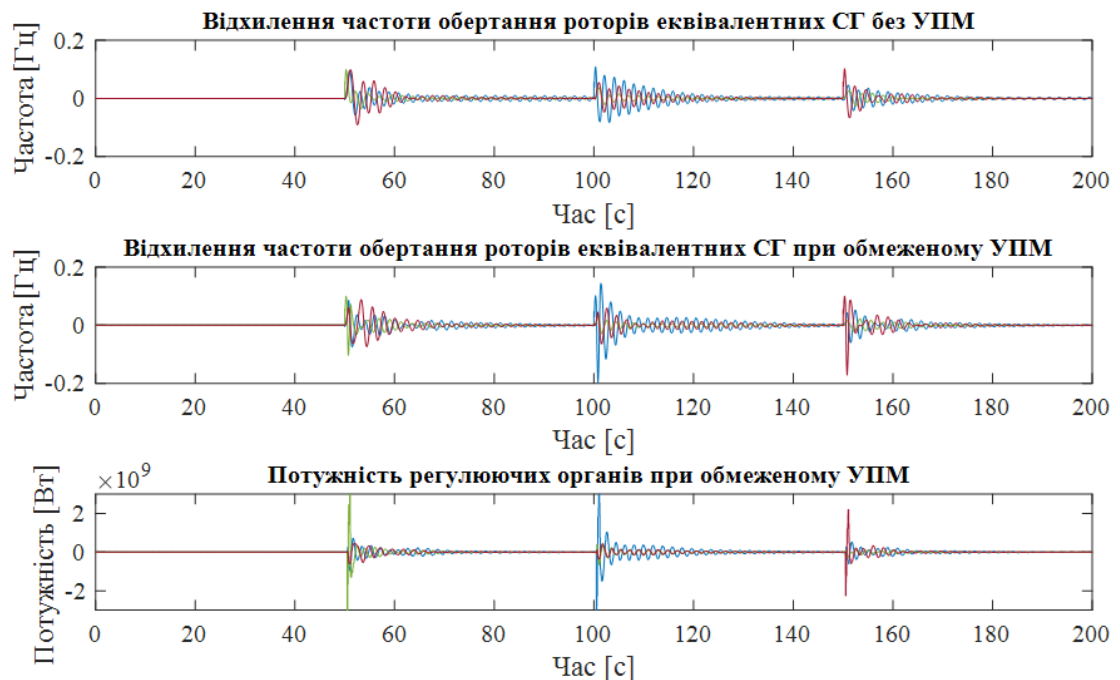


Рис.4.12. Результати розрахунок перехідного процесу зміни частоти КГГ ЕЕС та потужності засобів керування при селективному модальному УПМ керуванні при затримці в КПД 250 мс

Отримані результати свідчать про ефективність використання підходу до централізованого керування на основі УПМ. Обмежене субоптимальне керування дозволяє врахувати технологічні особливості функціонування як об'єкту керування так і роботи засобів керування. Показано, що обмеження дозволяють утримувати режим ЕЕС у визначених межах статичної стійкості (обмеження на відносні кути дельта синхронних генераторів) та формувати керівні сигнали в умовах обмежених резервів засобів керування, що актуально з огляду на залучення ВДЕ до процесів регулювання системної частоти.

Результати моделювання роботи УПМ регуляторів в умовах затримок в каналах передачі інформації показали можливість врахування і подальшої компенсації впливу затримок, значення яких не перевищує 250мс.

4.4. Модифікована структура системи автоматичного регулювання частоти ОЕС України

Структурна схема організації САРЧП в ОЕС України (з врахуванням перспективи об'єднання регіональних регуляторів САРЧП в ієрархічну структуру) наведено на рис.4.13.

Структурними елементами САРЧП ОЕС України є:

- центральний регулятор, що розташований в диспетчерському пункті ДП НЕК «Укренерго»;
- регіональні регулятори ОЕС України, як окремих областей регулювання;
- для цілей регулювання частоти ЕЕС під час перехідних режимів, пропонується введення структурної одиниці у вигляді віртуальних електростанцій, що підпорядковуються центральному регулятору та в окремих випадках – регіональним регуляторам.
- системи станційного управління (ССУ) електростанцій (в т.ч. віртуальні електростанції);

- блочні системи управління або агрегатні регулятори;
- система збору і передачі інформації до якої входять канали інформаційного обміну разом з приймально-передавальною апаратурою між центральним регулятором та об'єктами управління.

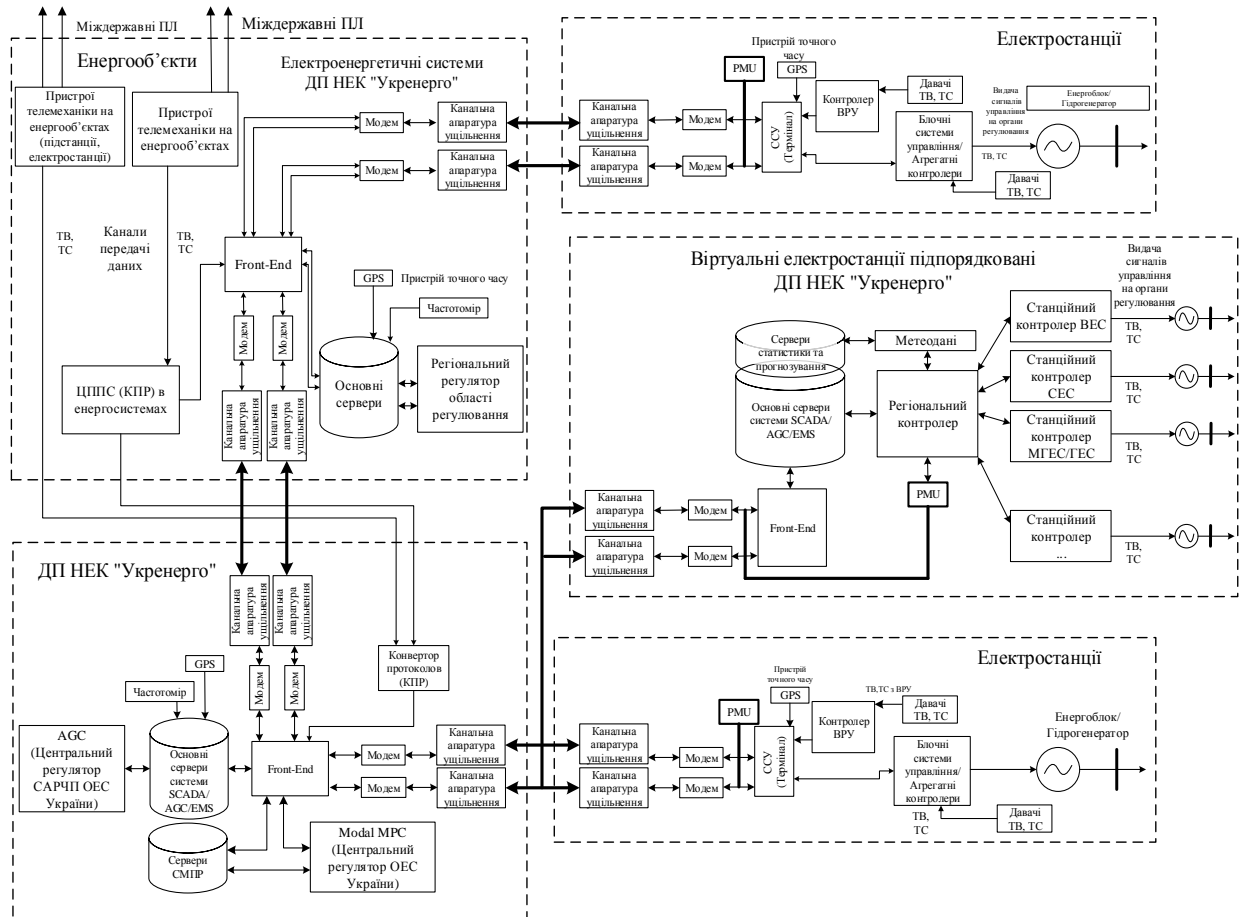


Рис.4.13. Структурна схема організації САРЧП з системою централізованого контролю перехідних режимів ОЕС України.

Енергооб'єднання як об'єкт управління для АРЧ-ПР складається з еквівалентних електроенергетичних підсистем, розділених лініями електропередач. Еквівалентні енергосистеми являють собою окремі частини енергооб'єднання з різними динамічними характеристиками. При цьому кожна з еквівалентних енергосистем складається з еквівалентного генератора з кількома еквівалентними групами турбін. З урахуванням роботи відновлюваних джерел енергії, необхідно ввести їх в систему в якості еквівалентних генераторів особливого режиму видачі потужності.

Запропонований підхід дозволяє контролювати перехідні процеси зміни частоти і перетоків активної потужності в нормальних режимах при різних збуреннях в енергооб'єднанні як детермінованого, так і випадкового характеру. На основі даних СМПР можна визначити динамічні і статичні характеристики енергооб'єднання і окремих його частин, які можуть бути корисні при плануванні об'єднання енергосистем, розробці нових та модифікації існуючих систем регулювання.

Виконання задачі ідентифікації характеру та місця збурення в енергосистемі потребує розробки методів визначення локальних небалансів. Методика визначення точної інформації про місце виникнення небалансу потужності дозволить системі АРЧП підвищити ефективність локального керування. Тобто провести територіальну диференціацію регулюючих впливів

Висновки по 4 розділу

Проаналізовано сумісну роботу протиаварійної автоматики та системи автоматичного регулювання частоти ЕЕС під час перехідних режимів. Встановлено, що функціонування АРЧ-ПР повинно здійснюватися за принципом «до ПА».

Досліджено якість регулювання частоти ЕЕС при централізованому УПМ з урахуванням обмежень на процес керування. Встановлено, що обмеження на швидкість розвантаження та завантаження засобів керування, величину резервів засобів керування якісно впливають на якість регулювання частоти ЕЕС.

Аналіз затримок в каналах передачі технологічної інформації показав, що при роботі системи централізованого регулювання частоти в перехідних режимах необхідно враховувати затримку КПД на рівні від 100мс до 250мс. Дослідження стійкості керованої за статичним зворотним зв'язком лінеаризованої моделі ЕЕС показало, що система втрачає стійкість при

затримках більше 50мс. Використання апроксимації Паде та УПМ дозволило відлаштувати централізовану систему регулювання для урахування затримок КПД на рівні 250 мс.

Запропоновано структуру та місце засобів керування (ВрЕС з ВДЕ з регуляторами віртуальної інерції) в існуючій системі регулювання частоти та потужності ОЕС України. Визначені засоби керування використовуються в перехідних режимах для підвищення якості регулювання частоти ЕЕС.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Электрические системы. Кибернетика электрических систем под ред. Веникова В.А. – М: Изд-во «Высшая школа», 1974 – 328 с.
2. Розпорядження Кабінету Міністрів України “Про схвалення енергетичної стратегії України на період до 2030 року”, № 145-р від 15.03.06 / Верховна рада України. — Режим доступу: www.rada.gov.ua. — Назваз екрана.
3. Sissine F. Energy Independence and Security Act of 2007 / F. Sissine // 110th Cong., Congressional Record 153. – 2007. – №1. – P. 110–140.
4. Построение интеллектуальной электрической сети для передающих и распределительных энергокомпаний / IBM Business Consulting Services. М., 2005.– 19 с.
5. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. Ч. 1. – 2011.– С. 48–55.
6. Zhou N. Initial results in power system identification from injected probing signals using a subspace method / N. Zhou, J. Pierre, J. Hauer. // IEEE Transactions on Power Systems. – 2006. – Vol. 21, №3. – P. 1296–1302.
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Уч. пособие для вузов// 4-е изд., перераб. и доп.// М.: Энергоатомиздат, 1989, 608 е., ил.
8. Dondi P. Network integration of distributed power generation / D. Bayoumi, C. Haederli, D. Julian, M. Suter // Journal of power sources. – 2002. – Vol. 106, №1. – P. 1–9.
9. Ackermann T. Distributed generation: a definition / T. Ackermann, G. Andersson, and L. Sder // Electric Power Systems Research. – 2001. – Vol. 57, №1. – P. 195–204.

10. El-Khattam W. Distributed generation technologies, definitions and benefits / El-Khattam W., Salama M. // *Electric Power Systems Research*. – 2004. – №71. – P. 119–128.
11. Pepermans G. Distributed generation: definition, benefits and issues / Pepermans G, Driesen J, Haeseldonckx D, Belmans R, D'haeseleer W. // *Energy Policy*. – 2005. – №33. – P. 787–798.
12. Bayod A.A. Definitions for distributed generation: a revision / Bayod A.A., Mur J, Bernal J.L., Dominiguez J.A. // *In Proceedings of ICREPQ 05, international conference on renewable energies and power quality*. – 2005. – №1. – P. 16–18.
13. Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж [Електронний ресурс]. — Режим доступу: http://www.uself.com.ua/fileadmin/documents/Wind_and_Solar_PV_Tech_Req_Final_Version_Ukrainian.pdf.
14. Під'єднання об'єктів вітроенергетики до електричних мереж. Порядок та вимоги [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://normativ.org.ua/types/tdoc18738.php>
15. ГОСТ 13109–97 "Электрическая энергия. Совместимость технических–средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения". –М.: Издательство стандартов, 1998
16. Яндульський О.С. Особливості аналізу режимів електроенергетичних систем з вітровими електричними станціями / О.С. Яндульський, П.Л. Денисюк, С.О. Яндульський. // *Наукові праці Донецького національного університету*. – 2011. – №11(186). – С. 464–465.
17. Ковалев О. П. Возобновляемые источники энергии и энергообеспечение автономных потребителей [Текст] / О. П. Ковалев // *Труды ДВГТУ*. – Вып. 134. – Теплоэнергетика. – Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2003. – С. 16–20.

18. Donnelly M. Impacts of the distributed utility on transmission system stability / M. Donnelly, J. Dagle, D. Trudnowski, G. Rogers // IEEE Transactions on Power Systems. – 1996. – Vol. 11, №2. – P. 741–746.
19. Кириленко О.В. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах / О.В. Кириленко, В.В.Павловський, Л.М.Лук'яненко // Технічна електродинаміка. – 2011. – №1. – С. 46 - 53.
20. Ruttledge L. System-wide contribution to frequency response from variable speed wind turbines / L. Ruttledge, F. Damian // IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2012. – №1. – P. 1–8.
21. Кириленко О. В. Проблеми з забезпечення надійної роботи ОЕС України в умовах реформування енергетики / О. В. Кириленко // Вісник КДПУ імені Михайла Остроградського.–2009.–Ч 1: 135–141.
22. Power System Dynamics Stability and Control / Machowski J., Bialek, J. W., Bumby J. R. // John Wiley & Sons, Ltd. – 2009. – pp. 629.
23. СОУ – Н ЕЕ 04.157:2009. Нормативний документ Мінпаливенерго України. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС (ТЕЦ). Настанова.
24. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь // Національний інститут стратегічних досліджень. – 2014. – 54с.
25. Яндульський О.С. Особливості регулювання напруги в розподільних електричних мережах з джерелами розподіленої генерації / О.С. Яндульський, А.Б. Нестерко // Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики. – 2012. – С. 22–25.
26. McDONALD, J. R. The Dynamics of Distributed generation in Distribution Systems / McDONALD, J. R., DUDGEON, G. J. W., EDWARDS, F.E., LEITHEAD, W. E. // Proceedings of the IEEE PES. – 2000. – №1. – P. 45 - 51.

27. Definition of a set of requirements to generating units // Union for the Coordination of the Transmission of Electricity. – 2008. – pp. 206.
28. Guerrero J.M. Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A general Approach Towards Standardization / J.M. Guerrero, J.C. Vasquez, J. Matas, L.G. de Vicuna, M. Castilla // IEEE Transactions on Industrial Electronics. – 2011. – № 58. – P. 158–172.
29. Katiraei F. Power Management Strategies for aMicrogrid With Multiple Distributed Generation Units / F. Katiraei, M.R. Iravani // IEEE Transactions on Power Systems. – 2006. – Vol. 21, № 4. – P. 1821–1831.
30. Willis H.L. Distributed Power Generation Planning and Regulation / H.L. Willis, W.G.Scott // CRC Press. – 2000. – pp. 589.
31. Barsali S. Control Technoques id dispersed Generators to Improve the Continuity of Electricity Supply / Barsali S., Ceraolo M., Pelacchi P., Poli D. // IEEE Transactions on Power Systems. – 2002. – Vol. 2, № 4. – P. 789 – 794.
32. Jenkins N. Embedded Generation / Jenkins N., Allan R., Crossley P., Kirschen D., Strbac G. // The Institution of Electrical Engineers. – 2000. – pp. 257.
33. Amenedo J.L.R. Automatic generation control of a wind farm with variable speed wind turbines / Amenedo J.L.R., Arnalte S., Burgos J.C. // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2002. – Vol. 2, № 17. – P. 279–284.
34. Sebastian R. Distributed control system for frequency control in a isolated wind system / Sebastian R., Quesada J. // Renewable Energy. – 2006. –№ 31. – P. 285 –305.
35. Milligan M. Wind power plants and system operation in the hourly time domain / M. Milligan // Windpower. – 2003. –№ 1. – P. 1–23.
36. Slootweg J.G. The impact of large scale wind power generation on power system oscillations / Slootweg J.G., Kling W.L. // Electric Power Systems Research. – 2003. –№ 67. – P. 9 –20.

37. Chompoo-inwai C. System impact study for the interconnection of wind generation and utility system / C. Chompoo-inwai, W. Lee, P. Fuangfoo // IEEE Transactions on Industry Applications. – 2005. – № 41. – P. 163 – 168.
38. Dechanupaprittha S. Frequency stabilization of interconnected power system with wind farms by controllable distributed generator / S. Dechanupaprittha, K. Hongesombut, Y. Mitani // IEEE Power and Energy Society. – 2005. – № 2. – P. 679–683.
39. Black J.W. Demand-based frequency control for distributed generation / J.W. Black, M. Ilic // Proc. IEEE PES. – 2002. – vol 1. – P. 427–432.
40. Yanagawa S. Evaluation of LFC capacity for output fluctuation of photovoltaic power generation systems based on multi-point observation of insolation / S. Yanagawa, T. Kato, K. Wu // International Conference on Energy, Environment and Economics. – 2001. – vol 17. – P. 271 –276.
41. Sasaki T. Study on load frequency control using redox flow batteries / T. Sasaki, T. Kadoya, K. Enomoto // IEEE Transactions on Power Systems. – 2004. – vol 1. – P. 660–667.
42. Banakar H. Impacts of wind power minute to minute variation on power system operation / H. Banakar, C. Luo, B.T. Ooi // IEEE Transactions on Power Systems. – 2008. – vol 1. – P. 150 –160.
43. Asano H. Influence of photovoltaic power generation on required capacity for load frequency control / H. Asano, K. Yajima, Y. Kaya // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 1996. – vol 1. – P. 188–193.
44. Holttinen H. Impact of hourly wind power variation on the system operation in the Nordic Countries / H. Holttinen // Wind Energy. – 2005. – vol 2. – P. 197 –218.
45. Kirby B. Frequency regulation basics and trends / B. Kirby // Oak Ridge National Laboratory. – 2004. – pp. 32.

46. Strbac G. Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems / G. Strbac, A. Shakoor, M. Black // *Electric Power Systems Research*. – 2007. – №77. – P. 1214–1227.
47. Ackermann T. Wind Power in Power Systems / T. Ackermann, P.E. Morthorst // Wiley. – 2007. – pp. 692.
48. Doumbia M. Islanding protection evaluation of inverter-based grid-connected hybrid renewable energy system / M. Doumbia, K. Agbossou, T. Bose // *Proc. IEEE Conf. Electrical and Computer Engineering*. – 2004. – vol. 2. – P. 1081–1084.
49. Qing-Chang Z. Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators / Z. Qing-Chang, G. Weiss // *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. – 2011. – vol. 58. – P. 1259–1267.
50. Beck H.P. Virtual synchronous machine / H. P. Beck, R. Hesse // *Electrical Power Quality and Utilisation*. – 2007. – № 1. – P. 1–6.
51. Driesen J. Virtual synchronous generators / J. Driesen, K. Visscher // *Power and Energy Society General Meeting*. – 2008. – № 1. – P. 1–3.
52. K. Sakimoto Stabilization of a power system with a distributed generator by a Virtual Synchronous Generator function / K. Sakimoto, Y. Miura, T. Ise // *Power Electronics and ECCE Asia*. – 2011. – vol. 1. – P. 1498–1505.
53. Engler A. Droop control in LV-grids / A. Engler, N. Soultanis // *International Conference on Future Power Systems*. – 2005. – pp. 6.
54. Nagao M. Power flow of photovoltaic system using buck-boost PWM power inverter / M. Nagao, K. Harada // *Power Electronics and Drive Systems*. – 1997. – vol. 1. – P. 144–149.
55. Zhu Y. Development of models for analyzing the load following performance of microturbines and fuel cells / Y. Zhu, K. Tomsovic // *Electric Power Systems Research*. – 2002. – № 62. – P. 1–11.
56. Yao nan Yu. *Electric Power System Dynamics* / Yao nan Yu. // Academic Press. – 1983. – pp. 256.

57. Klein, M. A fundamental study of inter–area oscillations in power systems / Klein, M., G. J. Rogers, P. Kundur // IEEE Transactions on Power Systems. – 1991. – vol. 3, № 6. – P. 914–921.
58. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах,– М.: Высшая школа, 1978. 415 с.
59. Bollen M. H. Integration of Distributed Generation in the Power System / M. H. Bollen, F. Hassan // Institute of Electrical and Electronics Engineers. – 2011. – pp. 7.
60. Lalor G. Frequency control and wind turbine technology / G. Lalor, A. Mullane, M. O'Malley // IEEE Transactions on Power Systems. – 2005. – vol. 20, № 4. – P. 1905 – 1913.
61. Morren J. Inertial response of variable speed wind turbines / J. Morren, J. Pierik, S. De Haan // Electric Power Systems Research. – 2006. – № 11. – P. 980–987.
62. Vital E. Varying penetration ratios of wind turbine technologies for voltage and frequency stability / E. Vital, A. Keane, M. O'Malley // IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2008. – № 1. – P. 1–6.
63. Miller A. A variable speed wind turbine power control / A. Miller , E. Muljadi, S. Donald // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 1997. – № 12. – P. 181–186.
64. Gonen, T. Modern Power System Analysis / T. Gonen // CRC Press. – 2013.– pp. 734.
65. Веников В.А. Электрические системы. Электрические сети / В.А. Веников // М.: Высш. шк. – 1998. – 511 с.
66. Воропай Н.И. Структурный анализ электроэнергетических систем / Н.А.Абраменкова, Н.И.Воропай, Т.Б.Заславская // Наука, Сибирское отделение. 1990. – 221 с.
67. V. Knazkins Stability of Power Systems with Large Amounts of Distributed Generation / V. Knazkins // KTH Stockholm. – 2004. – pp. 186.

68. Горев А.А. Переходные процессы синхронной машины / Горев А.А. // М.: Госэнергоиздат. – 1950. – 551 с.
69. Андерсон П. Управление энергосистемами и устойчивость / П. Андерсон, А. Фуад // М: Энергия. – 1980. – 569 с.
70. Guo S. Synchronous machine inertia constants updating using Wide Area Measurements / S. Guo, J. W. Bialek // Innovative Smart Grid Technologies Conference. – 2012. – № 1. – P. 1–7.
71. Глебов И.А. Системы возбуждения мощных синхронных машин / Глебов И.А. // Л.: Наука. – 1979. – 314 с.
72. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / Жданов П.С. // М.: Энергия. – 1979. – 456 с.
73. Taylor Carson W. Power system voltage stability / Taylor Carson W. // McGraw–Hill. – 1994. – pp. 631.
74. Agneholm E. Cold load pick-up / Agneholm E. // Chalmers University of Technology. – 1999. – pp. 46.
75. Kundur P. Power system stability and control / Kundur P., Neal J., Mark G // McGraw–Hill. – 1994. – pp. 1200.
76. Price W. Standard load models for power flow and dynamic performance simulation / Price W., C. Taylor, G. Rogers // IEEE Transactions on power systems. – 1995. – pp. 244.
77. Bergen, A. R. A structure preserving model for power system stability analysis / Bergen, A. R., David J. Hill // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1981. – № 1. – P. 25–35.
78. Navarro I. Dynamic load models for power systems – estimation of time varying parameters during normal operation / I. Navarro // Lund university, Department of industrial Electrical Engineering and Automation. – 2002. – pp. 166.
79. Karlsson D. Modelling and identification of nonlinear dynamic loads in power systems / D. Karlsson, J. Hill // IEEE Transactions on Power Systems. – 1994. – № 9. – P. 157–166.

80. Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. М., "Энергия", 1978.
81. Yao Y. Electric Power System Dynamics / Y. Yao nan // Academic Press. – 1983. – pp. 256.
82. Sjöberg J. Nonlinear black-box modeling in system identification: a unified overview / J. Sjöberg, Q. Zhang, L. Ljung, A. Benveniste, B. Delyon // Automatica. – 1995. – № 31. – P. 1691–1724.
83. Song G. Adaptive Parameter Estimation of Power System Dynamic Model Using Modal Information / G. Song, S. Norris, J. Bialek // IEEE Transactions on Power Systems. – 2014. – vol. 29, № 6. – P. 2854 – 2861.
84. Sanchez-Gasca J. A modal analysis of a two-area system with significant wind power penetration / J. Sanchez-Gasca, Miller W., W. Price // IEEE Power Systems Conference and Exposition. – 2004. – № 1. – P. 1148–1152.
85. Chow H. Inertial and slow coherency aggregation algorithms for power system dynamic model reduction / H. Chow // IEEE Transactions on Power Systems. – 1995. – № 10. – P. 680–685.
86. Chow H. New algorithms for slow coherency aggregation of large power systems / J.H. Chow, R.J. Thomas, P.V. Kokotović // IMA Volumes in Mathematics and its Applications. – 1994. – № 64. – P. 95–212.
87. Chow H. Coherency aggregation of large power systems. Application of Eigenanalysis and Frequency Domain Methods for System Dynamic Performance / J.H. Chow, R.A. Date, H. Othman, W.W. Price // IEEE Power Engineering Society. – 1990. – № 1. – P. 97–104.
88. Avramovic B. Area decomposition for electromechanical models of power systems / B. Avramovic, P. V. Kokotovic, J. R. Winkelman, J. H. Chow // Automatica. – 1980. – № 16. – P. 637–648.
89. Brincker R. Modal identification from ambient responses using frequency domain decomposition / R. Brincker, L. Zhang, P. Andersen // Proc. of the 18th International Modal Analysis Conference. – 2000. – № 16. – P. 625 – 630.

90. Войтов О.Н. , Воропай Н.И., Гамм А.З. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем – Нвсб.: Наука, 1999. – 256 с.
91. Aboul-Ela Magdy E. Damping controller design for power system oscillations using global signals / Aboul-Ela Magdy E. // IEEE Transactions on Power Systems. – 1996. – № 11. – P. 767–773.
92. Hamdan A. Geometric measures of modal controllability and observability of power system models / A. M. A. Hamdan, A. M. Elabdalla // Electric power systems research. – 1988. – № 15. – P. 147–155.
93. Hauer J. F. Application of Prony analysis to the determination of modal content and equivalent models for measured power system response / J. F. Hauer // IEEE Transactions on Power Systems. – 1991. – № 6. – P. 1062 – 1068.
94. Sarkar K. Using the matrix pencil method to estimate the parameters of a sum of complex exponentials / K. Sarkar Tapan, O. Pereira // IEEE Antennas and Propagation Magazine. – 1995. – № 37. – P. 48–55.
95. Huang E. The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis / E. Huang // Proceedings of the Royal Society of London A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences. – 1998. – vol. 454, №1971. – P. 903–995.
96. Viberg M. Subspace-based methods for the identification of linear time-invariant systems / M. Viberg // Automatica. – 1995. – № 31. – P. 1835 – 1851.
97. Van Overschee P. A unifying theorem for three subspace system identification algorithms / P. Van Overschee, B. De Moor // Automatica. – 1995. – № 31. – P. 1853–1864.
98. ANSI/IEEE Std 1547–2003 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
99. Thong V.V. Overview and comparisons of existing DG interconnection standards and technical guidelines / THONG V.V., DRIESEN J.,

- BELMANS R. // Proc. Int. Conf. Clean Electrical Power. – 2007. – № 1. – P. 51–54.
100. ESB National Grid, Options for operational rules to curtail wind generation, 2009 [Online] available at: www.cer.ie/cerdocs/cer04247.doc
 101. P. Del Río Assessing the impact of renewable energy deployment on local sustainability: Towards a theoretical framework / P. Del Río, M. Burguillo // Renewable and sustainable energy reviews. – 2008. – № 12. – P. 1325 – 1344.
 102. Pudjianto D. Virtual power plant and system integration of distributed energy resources / Pudjianto D., C. Ramsay, G. Strbac // IET Renewable Power Generation. – 2007. – № 1. – P. 10–16.
 103. Knuppel T. Frequency Activated Fast Power Reserve for Wind Power Plant Delivered from Stored Kinetic Energy in the Wind Turbine Inertia / T. Knuppel, P. Thuring, S. Kumar, M.N. Kragelund, R. Nielsen, K. Andre // 10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Farms. – 2011. – № 1. – P. 23–29.
 104. Coster J. Integration issues of distributed generation in distribution grids / J. Coster Edward // Proceedings of the IEEE. – 2011. – № 99. – P. 28–39.
 105. Morren J. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control / J. Morren, S. W. De Haan, W. L. Kling, J. A. Ferreira // IEEE Transactions on Power Systems. – 2006. – № 21. – P. 433–434.
 106. Lalor G. Frequency control and wind turbine technologies / G. Lalor, A. Mullane, M. O'Malley // IEEE Transactions on Power Systems. – 2005. – № 20. – P. 1905–1913.
 107. Siemens, PSS/E Wind Modeling Package for GE 1.5/3.6/2.5 MW Wind Turbines User Guide, USA, June 2009
 108. Hansen L. Generators and power electronics technology for wind turbines / L. Hansen, P. Madsen, F. Blaabjerg, H. Christensen, U. Lindhard, K.

- Eskildsen // IEEE Industrial Electronics Society (IECON). – 2001. – vol. 3, № 20. – P. 2000–2005.
109. Baroudi J. A review of power converter topologies for wind generators / J. Baroudi, V. Dinavahi, A. Knight // IEEE International Conference on Electric Machines and Drives. – 2005. – № 1. – P. 458–465.
 110. Muljadi E. Validation of wind power plant models / E. Muljadi, A. Ellis // IEEE Power and Energy Society General Meeting–Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. – 2008. – № 1. – P. 1–7.
 111. Behnke M. Development and validation of WECC variable speed wind turbine dynamic models for grid integration studies / M. Behnke, A. Ellis, Y. Kazachkov, T. McCoy, E. Muljadi, W. Price, J. Sanchez–Gasca // AWEA WindPower Conference. – 2007. – № 1. – P. 24–28.
 112. Teninge A. Contribution to frequency control through wind turbine inertial energy storage / A. Teninge // IET Renewable Power Generation. – 2009. – № 3. – P. 358–370.
 113. Rawn B.G. A Static Analysis Method to Determine the Availability of Kinetic Energy from Wind Turbines / B.G. Rawn, M. Gibsecu, W.L. Kling // PES General Meeting. – 2010. – № 1. – P. 1–8.
 114. Salah A. Two axes sun tracking system with PLC control / A. Salah, S. Nijmeh // Energy conversion and management. – 2004. – № 45. – P. 1931–1939.
 115. Jacobson Z. Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials / Z. Jacobson, A. Delucchi // Energy Policy. – 2011. – № 39. – P. 1154–1169.
 116. Денисюк П.Л., Колобов А.С. Особливості вибору фотоелектричних перетворювачів для сонячної електростанції Міжнародна науково–технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів. Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики. Київ, 2011. с. 184–185

117. Головка В.М. Денисюк П.Л., Зощенко С.А. До питань аналізу вимог при регулюванні енергозабезпечення від локальної вітроенергосистеми X Міжнародна конференція Відновлювана енергетика XXI століття. Крим 2009. с.201–202
118. ENTSO–E, Network of Transmission System Operators for Electricity, Dispersed generation impact on region security, final report. – 2013. – P. 3–6.
119. Sharma S. System inertial frequency response estimation and impact of renewable resources in ERCOT interconnection / S. Sharma, S. H. Huang, N. D. R. Sarma // IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2011. – № 1. – P. 1–6.
120. Чалый В. В. Альтернативные источники энергии как резервы энергетических ресурсов Украины / Чалый В. В. // Управління розвитком. – 2014. – № 5. – С. 152–153.
121. Hydro–Québec Trans Énergie Transmission Provider Technical Requirements for the Connection of Power Plants to the Hydro–Québec Transmission System. –2009. [Online] available at: http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/exigence_raccordement_fev_09_en.pdf
122. Briseboisand J. Wind farm inertia emulation to fulfil Hdyro–Quebec’s specific need / J. Briseboisand // Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2011. – № 1. – P. 1–7.
123. Carrasco J. Power–electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey / J. Carrasco // IEEE Transactions on industrial electronics. – 2006. – № 53. – P. 1002–1016.
124. Porter D. Ancillary service provision from distributed generation / G. Strbac, J. Mutale // International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. – 2005. – № 1. – P. 1–4.
125. Åström K. System identification—a survey / K. Åström, P. Eykhoff // Automatica. – 1971. – № 7. – P. 123–162.

126. Kundur P. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions / P. Kundur // IEEE Transactions on Power Systems. – 2004. – № 19. – P. 1387–1401.
127. Swift F. J. The connection between modal analysis and electric torque analysis in studying the oscillation stability of multi-machine power systems / Swift F. J., H. F. Wang // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 1997. – № 19. – P. 321–330.
128. Ullah R. Temporary primary frequency control support by variable speed wind turbines—Potential and applications / R. Ullah, T. Thiringer, D. Karlsson. // IEEE Transactions on Power Systems. – 2008. – № 23. – P. 601–612.
129. Yuan–Yih H. Low frequency oscillations in longitudinal power systems: experience with dynamic stability of Taiwan power system / H. Yuan–Yih, S. Shyue, S. Chung–Ching // IEEE transactions on power systems. – 1987. – № 2. – P. 92–98.
130. В.В.Бушуев. Исследование устойчивости и управляемости сложных энергообъединений на основе системного подхода: Автореф. дис. докт. техн.наук. –Новосибирск,1981. –49с.
131. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. Для электроэнергетич. спец. вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: «Высш. шк.», 1978. – 415с.
132. Зеленохат Н.И. Критерии оптимальности управления переходными электромеханическими процессами в сложной электроэнергетической системе. // Изв. Ак. Наук СССР. Энергетика и транспорт, 1972 – №5 – с.22–31.
133. Буткевич О.Ф., Агамалов О.М., Чижевський В.В. Низькочастотні коливання режимних параметрів та покращення динамічних властивостей енергосистем // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. Зб. наук. праць. Спец. вип., 2014. – С. 50–60

134. Дослідження впливу низькочастотних коливань перетоків на режим роботи ОЕС України при регулюванні частоти та активної потужності. Етап II. Оцінка впливу низькочастотних коливань на регулювання сальдо перетоків потужності у міждержавних та внутрішніх перетинах: Звіт про НДР. – К.: НТУУ “КПІ”, 2013. – 150 с.
135. Соболев О.С. Методы исследования линейных многосвязных систем. М.: Энергоатомиздат, 1985. – 120 с.
136. Буткевич О.Ф. Ідентифікація в реальному часі низькочастотних коливань параметрів режиму енергосистеми / О.Ф. Буткевич , В.В. Чижевський // Технічна електродинаміка, 2014 , № 4. – С. 35–37.
137. Яндульський О.С., Марченко А.А., Нестерко А.Б. Локальне керування розосередженими джерелами енергії в перехідних режимах // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2014. – № 1– С. 82–85
138. Аюев Б.И., Зубарев В.В. Алгоритмы управления аварийными режимами энергетических систем // Межвузовский сб. научных трудов «Управление и автоматизация электроэнергетических систем». Новосибирск: Изд.-во НЭ–ТИ, 1991. С. 83–90.
139. L. Wang An improved structure for model predictive control using non-minimal state space realisation / L. Wang, C. Young. // Journal of Process Control. – 2006. – № 16. – P. 355–371.
140. Scokaert P. Constrained linear quadratic regulation / P. Scokaert, J. B. Rawlings. // IEEE Transactions on Automatic Control. – 1998. – № 43. – P. 1163–1169.
141. Zong Y. Application of model predictive control for active load management in a distributed power system with high wind penetration / Y. Zong // IEEE Transactions On Smart Grid. – 2012. – № 3. – P. 1055–1062.
142. Mayne Q. Constrained model predictive control: Stability and optimality / D. Q. Mayne // Automatica. – 2000. – № 36. – P. 789–814.

143. Ковалёв В.Д. Алгоритмы управляющих воздействий противоаварийной автоматики электроэнергетических систем. "Электричество", 1981, № 12, с. 13–19.
144. Буткевич О.Ф., Левконюк А.В., Зорін Є.В., Буланая В.С. Про використання синхронізованих вимірів кутів напруги з об'єктів ОЕС України при визначенні допустимості її поточних режимів за запасами статичної стійкості // Техн. електродинаміка. – 2010, № 6. – С. 51–58.
145. Taylor W. WACS–wide–area stability and voltage control system: R&D and online demonstration / C. W. Taylor // Proceedings of the IEEE. – 2005. – № 93. – P. 892–906.
146. Stahlhut W. Latency viewed as a stochastic process and its impact on wide area power system control signals / W. Stahlhut, T. J. Browne, G. T. Heydt, and V. Vittal // IEEE Transactions on Power Systems. – 2008. – vol.23, № 1. – P. 84–91.
147. Chenine M. Survey on priorities and communication requirements for PMU–based applications in the Nordic region / M. Chenine, K. Zhu, L. Nordstrom // Proc. IEEE PowerTech. – 2009. – № 1. – P. 1–8.
148. Буткевич О.Ф., Левконюк А.В. Оперативне визначення структури перетинів енергосистеми з використанням поліноміальних моделей та результатів синхронізованих вимірювань векторів напруги // Праці Інституту електродинаміки НАН України. 2013, вип. 36.
149. Chaudhuri B. Wide–area measurement–based stabilizing control of power considering signal transmission delay / B. Chaudhuri, R. Majumder, B. C. Pal // IEEE Transactions on Power Systems. – 2004. – vol. 19, № 4. – P. 1971–1979.
150. Butkevych O.F. Power System Stability and Robustness of Synchronous Machine's Excitation Control with Magnitude–Phase Voltage Regulator / O.F. Butkevych, O.M. Agamalov // Техн. електродинаміка, 2014, №5. – С.41–43.

151. Rizzo L. Effective erasure codes for reliable computer communication protocols / Rizzo L. // ACM SIGCOMM computer communication review. – 2004. – vol. 27, № 2. – P. 24–36.
152. Bemporad A. Predictive control of teleoperated constrained systems with unbounded communication delays / A. Bemporad // IEEE Conference on Decision and Control. – 1998. – vol. 2. – P. 2133–2138.
153. Adhemar B. Padé techniques for model reduction in linear system theory: a survey / B. Adhemar, M. Van Barel // Journal of Computational and Applied Mathematics. – 1986. – vol. 14, №3. – P. 401–438.
154. И. И. Карташев Управление качеством электроэнергии / И. И. Карташев, В. Н. Тульский, Р. Г. Шамонов и др.; под ред. Ю. В. Шарова. — М. : Издательский дом МЭИ, 2006. — 320 с.: ил.
155. План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016–2025 роки, ДП НЕК «Укренерго», 2016
156. Antonis G.T. Centralized Control for Optimizing Micro-grids Operation / G.T. Antonis, D.H. Nikos // IEEE Trans. Energy Conversion. – 2008. – vol. 23, №7. – P. 241–248.
157. Vieira J. An investigation on the nondetection zones of synchronous distributed generation anti-islanding protection / J. Vieira // IEEE transactions on power delivery. – 2008. – vol. 23, №2. – P. 593–600.
158. Favoreel W. Subspace state space system identification for industrial processes / W. Favoreel, B. De Moor, P. Van Overschee // Journal of process control. – 2000. – vol. 10, №2. – P. 149–155.
159. Datta M. LFC by coordinated virtual inertia mimicking and PEVs in power utility with MW-class distributed PV generation / M. Datta, H. Ishikawa, H. Naitoh, T. Senjyu // Control and Modeling for Power Electronics. – 2012. – №1. – P. 1–8.

ДОДАТОК А. Вимоги до системи моніторингу перехідних режимів

Реєстратори СМПР повинні забезпечувати вимірювання інформації з прив'язкою до астрономічного часу наступних електричних величин:

- частоти по кожній фазі;
- кута між синусоїдою напруги мережі і синусоїдою 50 Гц, прив'язаного до сигналів точного часу;
- активної потужності, пофазно;
- сумарної активної потужності;
- реактивної потужності, пофазно;
- сумарної активної потужності;
- фазної напруги.

Основні метрологічні характеристики системи наступні:

- основна зведена похибка вимірювання і розрахунку електричних величин – 0,2% для струмів, напруг та 0,5% для потужностей;
- похибка синхронізації вимірювального перетворювача від GPS – 20 мкс;
- абсолютна похибка вимірювання частоти – 0,001 Гц;
- абсолютна похибка вимірювання кута вектора напруги між синусоїдою напруги мережі і синусоїдою 50 Гц, прив'язаною до астрономічного часу – 0,2 градуса.

Сервер збору та обробки даних СМПР повинен забезпечувати безперервний збір даних від усіх перетворювачів, що входять до складу системи, з періодом не більше ніж 20 мс. Запис даних сервером збору в архів повинен забезпечуватися за наступними критеріями:

- 1) перевищення зміни частоти (зменшення або збільшення частоти) уставки, яка дорівнює 0,005-2 Гц/с з кроком 0,005 Гц;
- 2) пониження діючого значення будь-якої з фазних напруг нижче уставки, яка вибирається з діапазону 0-120%.

Тривалість архівних записів складає:

- час запису параметрів режиму до аварії – до 100 с;
- аварійний процес – до 1000 с;
- не менше 100 записів аварійного процесу при автоматичному запуску (лінійний архів);
- безперервний запис протягом 36 годин в режимі самописця (циклічний архів).

Вигляд і кількість записуваних параметрів в архівах налаштовується на етапі конфігурації реєстратора. Параметри роботи комунікаційного сервера повинні задаватися у конфігураційному файлі.

ДОДАТОК Б. Встановлені в ОЕС України реєстратори перехідних режимів типу «Регіна-Ч»

Таблиця 1. Перелік підстанцій і ліній, для моніторингу яких встановлено реєстратори СМІР

Назва об'єкту	Назва приєднання
Південноукраїнська АЕС	ПЛ-750 Південноукраїнська -Вінницька
	ПЛ-750 Південноукраїнська- Дніпровська
	ПЛ-750 Південноукраїнська-Ісачка
ПС -330 кВ Котовськ	ПЛ-330 Котовськ-ПЛ-330 Ладижинська ТЕС
	ПЛ-330 Котовськ-ПЛ-330 Рибниця 1
	ПЛ-330 Котовськ-ПЛ-330 Рибниця 2
	ПЛ-330 Котовськ-ПЛ-330 МГРЕС
ПС-330 кВ Усатове	ПЛ-330 Усатове-ПЛ-330 Аджалик
	ПЛ-330 Усатове-ПЛ-330 Новоодеська
	ПЛ-330 Усатове-ПЛ-330 МГРЕС
ПС-750 кВ Західноукраїнська	ПЛ-750 Західноукраїнська- Вінницька
	ПЛ-750 Західноукраїнська- Хмельницька АЕС
	ПЛ-750 Західноукраїнська-Альбертирша
ПС-400 кВ Мукачево	ПЛ-400 Мукачево-Бурштинська ГРЕС
	ПЛ-400 Мукачево-Капушани
	ПЛ-400 Мукачево-Шайосегед
	ПЛ-400 Мукачево-Рошіорь
ПС-330 кВ І.Франківська	ПЛ-330 Івано-Франківськ -ПЛ-330 БуТЕС
	ПЛ-330 Івано-Франківськ-ПЛ-330 Чернівці
	ПЛ-330 Івано-Франківськ-ПЛ-330 Богородчани
Хмельницька АЕС	ПЛ-750 Хмельницька АЕС- Чорнобильська АЕС
	ПЛ-750 Хмельницька АЕС-Жешув
ПС-750 кВ Вінниця	ПЛ-750 Вінницька – Західноукраїнська
	ПЛ-750 Вінницька - Київська
	ПЛ-750 Вінницька - Південноукраїнська
ПС-750 кВ Північноукраїнська	ПЛ-750 Північноукраїнська -ПЛ-750 Курська АЕС
ПС-750 кВ Дніпровська	ПЛ-750 Дніпровська -ПЛ-750 ЮАЕС
	ПЛ-750 Дніпровська-ПЛ-750 ЗаАЕС
	ПЛ-750 Дніпровська-ПЛ-750 Запорізька
ПС-750 кВ Запорізька	ПЛ-750 Запорізька -ПЛ-750 Дніпровська
	ПЛ-750 Запорізька-ПЛ-750 Запорізька АЕС
	ПЛ-750 Запорізька-ПЛ-750 Донбаська
ПС-750 кВ Південно-Донбаська	ПЛ-750 кВ Південно-Донбаська- ПЛ-750 ЗАЕС
	ПЛ-750 кВ Південно-Донбаська - ПЛ-750 Донбаська
ПС-750 кВ Донбаська	ПЛ-500 Донбаська -Нововороніжська АЕС
ПС-750 кВДонбаська	ПЛ-500 Донбаська -Победа
ПС-330 кВ Михайлівка	ПЛ-330 Михайлівка - Вуглегірська ТЕС
	ПЛ-330 Михайлівка - ПЛ-220 Новодонбаська ПС
	ПЛ-330 Михайлівка - ПЛ-220 Чайкіно №2
	ПЛ-330 Михайлівка - ПЛ-220 Ювілейна
ПС-330 кВ Джанкой	ПЛ-330 Джанкой-ПЛ-330 Сімферополь
	ПЛ-330 Джанкой-ПЛ-330 Мелітополь
	ПЛ-330 Джанкой-ПЛ-330 Каховська
	ПЛ-330 Джанкой-ПЛ-330 Острівська

Продовження таблиці 1

ПС-330 кВ Львів-Південна	ПЛ-330 Львів-Південна - Західноукраїнська 1
	ПЛ-330 Львів-Південна - Західноукраїнська 2
ПС-330 кВ Новоодеська	ПЛ-330 Новоодеська - Усатове
	ПЛ-330 Новоодеська - МГРЕС
ПС-330 кВ Трихати	ПЛ-330 Трихати - Південноукраїнська АЕС
	ПЛ-330 Трихати - Кремечуцька ТЕС
	ПЛ-330 Трихати - Аджалик
	ПЛ-330 Трихати - Миколаїв
ПС-330 кВ Дніпро-Донбаська	ПЛ-330 Дніпро-Донбаська - Запорізька 750 1
	ПЛ-330 Дніпро-Донбаська - Запорізька 750 2
	ПЛ-330 Дніпро-Донбаська - Запорізька 330
	ПЛ-330 Дніпро-Донбаська - ДніпроГЕС 1
	ПЛ-330 Дніпро-Донбаська - Молачанськ
ПС-330 кВ Аджалик	ПЛ-330 Аджалик-Трихати
	ПЛ-330 Аджалик-Усатове 1
	ПЛ-330 Аджалик-Усатове 2
	ПЛ-330 Аджалик-Південноукраїнська АЕС
ПС-330 кВ Ново-Київська	ПЛ-330 Ново-Київська - Северная
	ПЛ-330 Ново-Київська - Октябрська
	ПЛ-330 Ново-Київська - ТЕЦ-5
	ПЛ-330 Ново-Київська - Трипільська ТЕС-1
	ПЛ-330 Ново-Київська - Трипільська ТЕС-2
ПС-330 кВ Лосєво	ПЛ-330 Лосєво-Белгород-Зміївська ТЕС
	ПЛ-330 Лосєво- Зміївська ТЕС
	ПЛ-330 Лосєво – Шебекіно-Белгород
ПС-500 кВ Победа	ПЛ-500 Победа- Донбаська 750
	ПЛ-500 Победа-Шахти
	ПЛ-220 Победа-Луганська ТЕС
	ПЛ-220 Победа-Несветайська ГРЕС
ПС-330 кВ Шостка	ПЛ-330 Шостка-Курська АЕС
	ПЛ-330 Шостка-Конотоп

ДОДАТОК В. Відомості про розроблену динамічну модель ОЕС України

Таблиця 1

Блоки електричних станцій, що агреговані в розробленій моделі в еквівалентні синхронні генератори

Станція	Номер блоку	Потужність блоку, МВт	Еквівалентний генератор	Встановлена потужність еквівалентного генератора, МВт
Вуглегірська ТЕС	блок 1	300	Г-1	1200
	блок 2	300		
	блок 3	300		
	блок 4	300		
	блок 5 консерв.	800	Г-2	800
	блок 6	800	Г-3	800
	блок 7	800	Г-4	800
Старобешівська ТЕС	блок 4 реконстр.	175	Г-1	875
	блок 5	175		
	блок 6	175		
	блок 7 реконстр.	175		
	блок 8	175		
	блок 9	200	Г-2	925
	блок 10	175		
	блок 11	175		
	блок 12	200		
	блок 13	175		
Курахівська ТЕС	блок 3	200	Г-1	830
	блок 4	210		
	блок 5	210		
	блок 6	210		
	блок 7	210	Г-2	630
	блок 8	210		
	блок 9	210		
Луганська ТЕС	блок 4	100	Г-1	875
	СК 2	0		
	блок 9	200		
	блок 8	200		
	блок 10	175		
	блок 11	200		
	блок 12 консерв.	175	Г-2	750
	блок 13	175		

	блок 14	200		
	блок 15	200		
Слов'янська ТЕС	блок 7	800	Г-1	1000
	блок 3	100		
	блок 5	100		
	блок 6	0		
Зуївська ТЕС	блок 1	300	Г-1	1220
	блок 2	320		
	блок 3	300		
	блок 4	300		
Запорізька АЕС	блок 1	1000	Г-1	1000
	блок 2	1000	Г-2	1000
	блок 3	1000	Г-3	1000
	блок 4	1000	Г-4	1000
	блок 5	1000	Г-5	1000
	блок 6	1000	Г-6	1000
Запорізька ТЕС	блок 1	300	Г-1	1200
	блок 2	300		
	блок 3	300		
	блок 4	300		
	блок 5	800	Г-2	800
	блок 6 консерв.	800	Г-3	800
	блок 7	800	Г-4	800
Криворізька ТЕС	блок 1	282	Г-1	1410
	блок 2	282		
	блок 3 ремонт	282		
	блок 4	282		
	блок 5	282		
	блок 6	282	Г-2	1410
	блок 7 консерв.	282		
	блок 8	282		
	блок 9 консерв.	282		
	блок 10 ремонт	282		
Придніпровська ТЕС	блок 7	150	Г-1	910
	блок 8	150		
	блок 9 консерв.	150		
	блок 10	150		
	блок 11	310		
	блок 12 консерв.	285	Г-2	855
	блок 13	285		

	блок 14 консерв.	285		
Кременчуцька ГЕС	блок 1 ГГ 1	57,2	Г-1	686,4
	блок 1 ГГ 2 рекон.	57,2		
	блок 1 ГГ 3	57,2		
	блок 2 ГГ 4	57,2		
	блок 2 ГГ 5	57,2		
	блок 2 ГГ 6	57,2		
	блок 3 ГГ 7	57,2		
	блок 3 ГГ 8	57,2		
	блок 3 ГГ 9	57,2		
	блок 4 ГГ 10	57,2		
	блок 4 ГГ 11	57,2		
	блок 5 ГГ 12	57,2		
ДД ГЕС	блок 1 ГГ 1	44	Г-1	365,2
	блок 1 ГГ 2	44		
	блок 2 ГГ 3	48,4		
	блок 2 ГГ 4	48,4		
	блок 3 ГГ 5	44		
	блок 3 ГГ 6	44		
	блок 4 ГГ 7	44		
	блок 4 ГГ 8	48,4		
ДніпроГЕС	ГГ 1	65	Г-1	1055,6
	ГГ 2	65		
	ГГ 3	65		
	ГГ 4	72		
	ГГ 5	72		
	ГГ 6	72		
	ГГ 7	72		
	ГГ 8	72		
	ГГ 9	72		
	ГГ 10	2		
	ГГ 11	100,8		
	ГГ 12	100,8		
	ГГ 13	112,5		
	ГГ 14	112,5		
	ГГ 15	112,5		450
	ГГ 16	112,5		
	ГГ 17	112,5		
	ГГ 18	112,5		
Каховська ГЕС	ГГ 1 реконст.	58,5	Г-1	351
	ГГ 2	58,5		
	ГГ 3	58,5		
	ГГ 4	58,5		

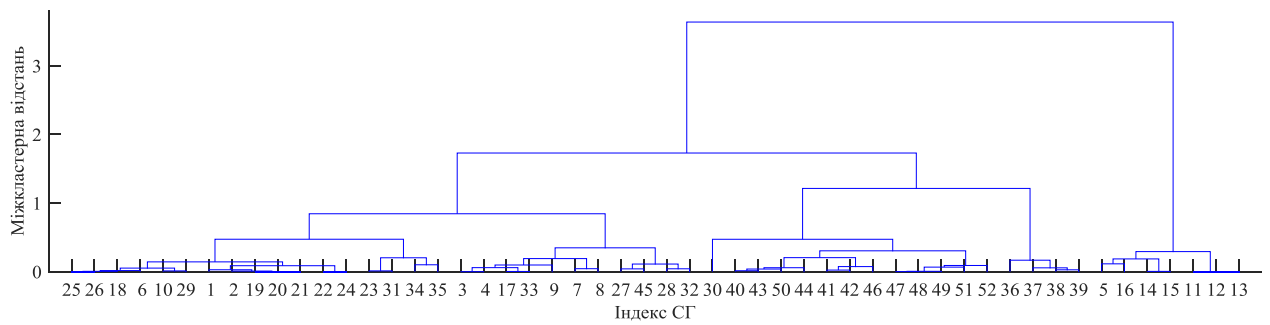
	ГГ 5	58,5		
	ГГ 6	58,5		
Зміївська ТЕС	блок 1	175	Г-1	1050
	блок 2	175		
	блок 3	175		
	блок 4	175		
	блок 5	175		
	блок 6	175		
	блок 7	275	Г-2	1125
	блок 8	300		
	блок 9	275		
	блок 10	275		
Харківська ТЕЦ-5	блок 1	110	Г-1	1125
	блок 2	110		
	блок 3	250		
Харківська ТЕЦ-2	блок 7	300	Г-1	600
	блок 8	300		
Трипільська ТЕС	блок 1	300	Г-1	900
	блок 2	300		
	блок 3	300		
	блок 4	300	Г-2	900
	блок 5	300		
	блок 6	300		
Київська ТЕЦ-5	блок 1	100	Г-1	1200
	блок 2	100		
	блок 3	250		
	блок 4	250		
Київська ТЕЦ-6	блок 1	250		
	блок 2	250		
Черкаська ТЕЦ	блок 1	25	Г-1	230
	блок 2	25		
	блок 3	60		
	блок 4	60		
	блок 5	60		
Чернігівська ТЕЦ	блок 1	50	Г-1	210
	блок 2	50		
	блок 3	110		
Дарницька ТЕЦ	блок 5	60	Г-1	180
	блок 6	60		
	блок 7	60		
Білоцерківська ТЕЦ	блок 1	60	Г-1	120
	блок 2	60		

Київська ГЕС	Блок 1 ГГ 1	22	Г-1	422,5
	Блок 1 ГГ 2	22		
	Блок 1 ГГ 3	22		
	Блок 1 ГГ 4	22		
	Блок 2 ГГ-5	22		
	Блок 2 ГГ-6	22		
	Блок 2 ГГ 7	22		
	Блок 2 ГГ 8	22		
	Блок 3 ГГ 9	18,5		
	Блок 3 ГГ 10	22		
	Блок 3 ГГ 11	18,5		
	Блок 3 ГГ 12	22		
	Блок 4 ГГ 13	22		
	Блок 4 ГГ 14	22		
	Блок 4 ГГ 15	22		
	Блок 4 ГГ 16	22		
	Блок 5 ГГ 17	18,5		
	Блок 5 ГГ 18	18,5		
	Блок 5 ГГ 19	22		
	Блок 5 ГГ 20	18,5		
Канівська ГЕС	блок 1 ГГ 1	18,5	Г-1	465
	блок 1 ГГ 2	18,5		
	блок 1 ГГ 3	18,5		
	блок 1 ГГ 4 рек.	22		
	блок 2 ГГ 5	22		
	блок 2 ГГ 6	18,5		
	блок 2 ГГ 7	22		
	блок 2 ГГ 8	18,5		
	блок 3 ГГ 9	18,5		
	блок 3 ГГ 10	18,5		
	блок 3 ГГ 11	22		
	блок 3 ГГ 12	18,5		
	блок 4 ГГ 13	18,5		

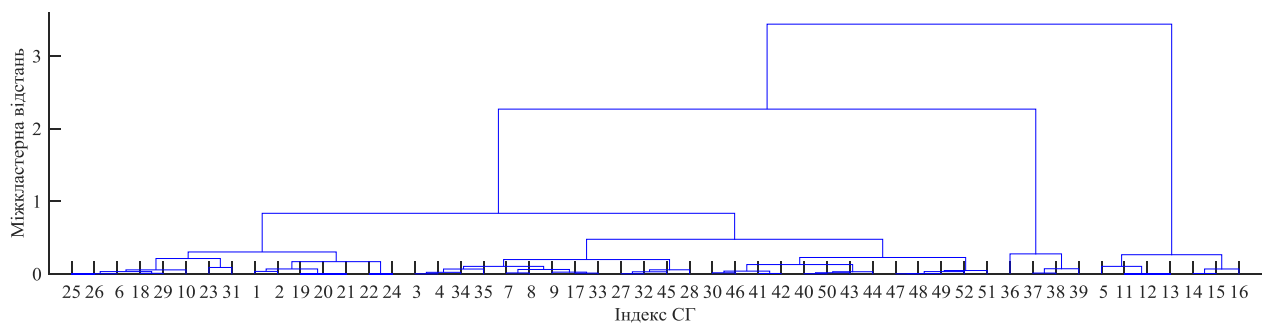
	блок 4 ГГ 14	18,5		
	блок 4 ГГ 15	18,5		
	блок 4 ГГ 16	18,5		
	блок 5 ГГ 17	22		
	блок 5 ГГ 18	18,5		
	блок 5 ГГ 19	18,5		
	блок 5 ГГ 20	18,5		
	блок 6 ГГ 21	18,5		
	блок 6 ГГ 22	18,5		
	блок 6 ГГ 23	22		
	блок 6 ГГ 24	18,5		
Київська ГЕС-ГАЕС	ГД-1	37	Г-1	235,5
	Г-2	41,5		
	ГД-3	37		
	Г-4	41,5		
	ГД-5	37		
	Г-6	41,5		
Південно-Українська АЕС	блок 1	1000	Г-1	1000
	блок 2	1000	Г-2	1000
	блок 3	1000	Г-3	1000
Ташликська ГАЕС	блок 1 (генератор)	165	Г-1	780
	(двигатель)	233		
	блок 2 (генератор)	155		
	(двигатель)	227		
Хмельницька АЕС	блок 1	1000	Г-1	1000
	блок 2	1000	Г-2	1000
Ладизинська ТЕС	блок 1	300	Г-1	900
	блок 2	300		
	блок 3	300		
	блок 4	300	Г-1	900
	блок 5	300		
	блок 6	300		
Дністровська ГЕС	блок 1	117	Г-1	702
	блок 2	117		
	блок 3	117		
	блок 4	117		
	блок 5	117		
	блок 6	117		
Дністровська ГАЕС	блок 1 (генератор)	324	Г-1	745

	(двигатель)	421		
Рівненська АЕС	блок 1 420	220	Г-1	880
		220		
	блок 2 415	220		
		220		
	блок 3	1000	Г-2	1000
	блок 4	1000	Г-3	100
Бурштинська ТЕС	блок 1	195	Г-1	1140
	блок 2	185		
	блок 3	185		
	блок 4	195		
	блок 5	195		
	блок 6	185		
	блок 7	185	Г-2	1165
	блок 8	195		
	блок 9	195		
	блок 10	195		
	блок 11	200		
	блок 12	195		
Добротворська ТЕС	блок 4 реконстр.	100	Г-1	600
	блок 5	100		
	блок 6	100		
	блок 7	150		
	блок 8	150		
Калужська ТЕЦ	блок 1	50	Г-1	200
	блок 2	50		
	блок 3	50		
	блок 4	50		
Кременчуцька ТЕЦ	блок 1	50	Г-1	255
	блок 2	50		
	блок 3	50		
	блок 4	105		
Львівська ТЕЦ	блок 1	15	Г-1	53
	блок 2	15		
	блок 3	15		
	блок 4	8		
Миронівська ТЕС	блок 1	100	Г-1	1000
Одеська ТЕЦ	блок 1	68	Г-1	68
Сєверодонецька ТЕЦ	блок 1	120	Г-1	290
	блок 2	120		
	блок 3	50		

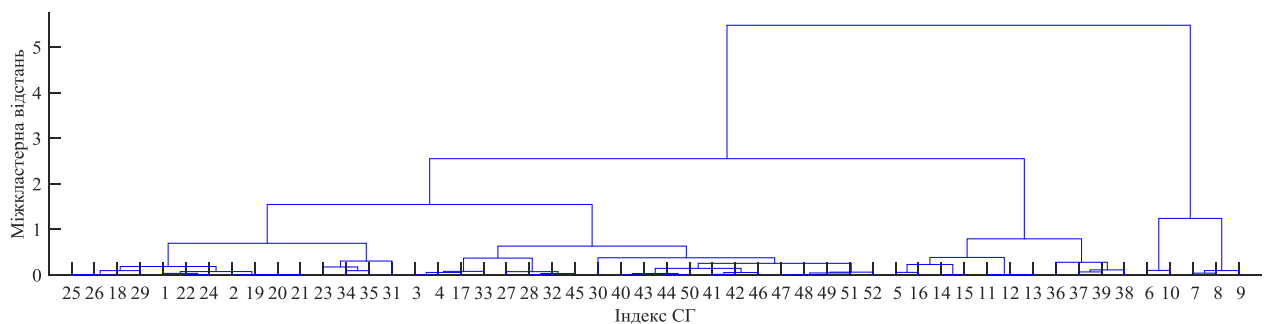
ДОДАТОК Д. Результати ієрархічної кластеризації синхронізованих вимірів частоти обертання роторів синхронних генераторів



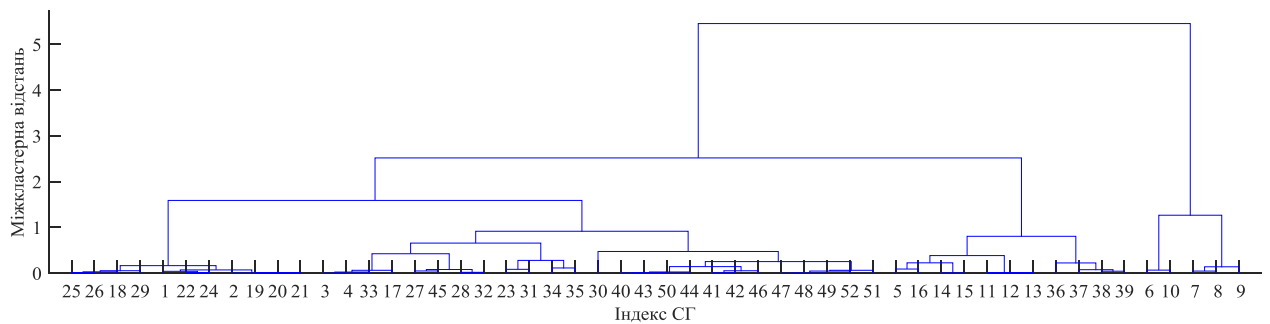
а)



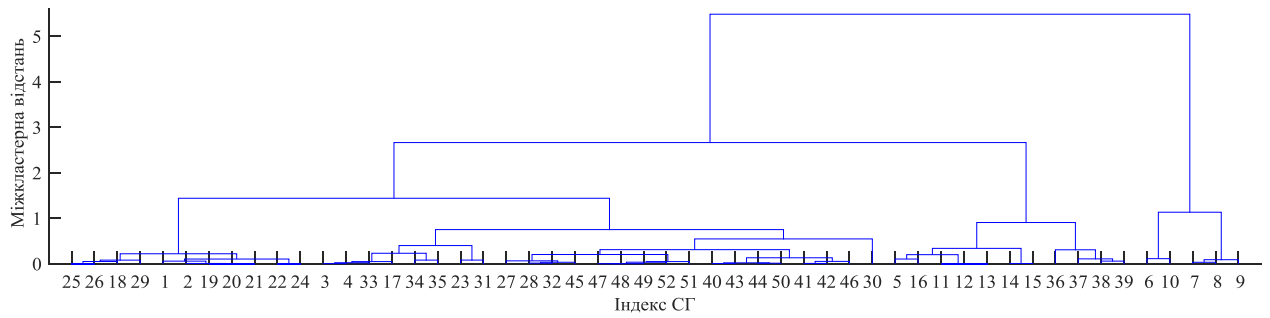
б)



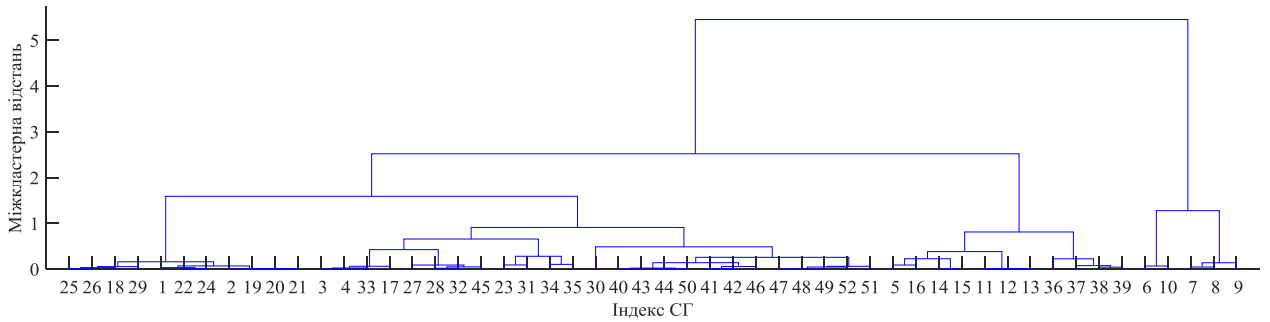
в)



г)



д)



е)

Рис.1. Дендрограми ієрархічної кластеризації для дослідів відключення блоку 1 ГВт на: а) ПУАЕС, б) ЗАЕС, в) РАЕС; для дослідів короткого замикання на шинах 750кВ на: г) ПС Донбаська, д) ПС Західноукраїнська, е) ПС Дніпровська

ДОДАТОК Е. Скрипт визначення когерентних груп генераторів на основі синхронізованих вимірів частоти обертання роторів синхронних генераторів

```

1.  global gKZ_Donbass
2.  global gKZ_ZahUkr
3.  global gKZ_Dnepr
4.  global gRAES
5.  global gZAES
6.  global gPUAES
7.  load('MainCoherent(KZ_Units)
8.  gKZ_Donbass=KZ_Donbass
9.  gKZ_ZahUkr=KZ_ZahUkr
10. gKZ_Dnepr=KZ_Dnepr
11. gRAES=RAES
12. gZAES=ZAES
13. gPUAES=PUAES
14. buildClustersBars('hierarchi
15. al')
16. buildClustersBars('k-means
17. ')
18. plotAlarms()
19. fourierSpectrum()
20. clusterCompass('hierarchial'
21. )
22. clusterCompass('k-means')
23. clusterTrees()
24. clusterPhase()
25. function m =
26. buildClustersBars(mode)
27. global gKZ_Donbass
28. global gKZ_ZahUkr
29. global gKZ_Dnepr
30. global gRAES
31. global gZAES
32. global gPUAES
33. clear Vectors; clear data;
34. clear idx; clear ctrs
35. names={sprintf('ПС\нДонбаськ
36. а\н750кВ'),sprintf('ПС\нДніп
37. ровська\н750кВ'),sprintf('ПС
38. \нЗахідноукраїнська\н750кВ')
39. , 'РАЕС', 'ЗАЕС', 'ПУАЕС'}
40. data={ [gKZ_Donbass]
41. ; [gKZ_Dnepr]; [gKZ_ZahUkr];
42. [gRAES]; [gZAES]; [gPUAES]}
43. intercept=[1; 1; 1; 0.99915;
44. 0.99912; 0.99915]
45. fig =
46. figure('Name', ['ClustersBars
47. _', mode], 'NumberTitle', 'off'
48. , 'Position', [0 0 953 800]);
49. for d=1:6
50. if (mode=='hierarchial')
51. [Vectors, dataPlot, idx, ctrs]=
52. getModalClustersHierarchial(
53. data{d}, 0.4885, intercept(d))
54. ;
55. else
56. [Vectors, dataPlot, idx, ctrs]=
57. getModalClusters(data{d}, 0.4
58. 885, intercept(d));
59. end
60. for i=1:3
61. if (ctrs(50,i)==1)
62. subplot(6,3,d*3-
63. 2)
64. bar([ctrs(:,i)])
65. set(gca,
66. 'FontName', 'Times New
67. Roman')
68. set(gca,
69. 'FontSize', 12)
70. title('КТГ №1',
71. 'FontName', 'Times New
72. Roman', 'FontSize', 12)
73. xlabel('Індекс
74. СТ', 'FontName', 'Times New
75. Roman', 'FontSize', 12)
76. ylabel([names(d)],
77. 'FontName', 'Times New
78. Roman', 'FontSize', 10)
79. elseif
80. (ctrs(20,i)==1)
81. subplot(6,3,d*3-
82. 1)
83. bar([ctrs(:,i)])
84. title('КТГ №2',
85. 'FontName', 'Times New
86. Roman', 'FontSize', 12)
87. xlabel('Індекс
88. СТ', 'FontName', 'Times New
89. Roman', 'FontSize', 12) % x-
90. axis label
91. else
92. subplot(6,3,d*3)
93. bar([ctrs(:,i)])
94. title('КТГ №3',
95. 'FontName', 'Times New
96. Roman', 'FontSize', 12)
97. xlabel('Індекс
98. СТ', 'FontName', 'Times New
99. Roman', 'FontSize', 12) % x-
100. axis label
101. end
102. end
103. print(fig, ['ClustersBars_', m
104. ode], '-dmeta')

```

```

63. function m =
    clusterCompass(mode)
64. global gKZ_Donbass
65. global gKZ_ZahUkr
66. global gKZ_Dnepr
67. global gRAES
68. global gZAES
69. global gPUAES
70. clear Vectors; clear data;
    clear idx; clear ctrs
71. names={sprintf('КЗ
    100мс\нПС-Донбаська-
    750кВ'),sprintf('КЗ
    100мс\нПС-Дніпровська-
    750кВ'),sprintf('КЗ
    100мс\нПС-Західноукраїнська-
    750кВ'),sprintf('Відключення
    1000МВт\нПАС'),sprintf('Від
    ключення
    1000МВт\нЗАЕС'),sprintf('Від
    ключення 1000МВт\нПВАЕС')}}
72. data={ [gKZ_Donbass]
    ; [gKZ_Dnepr]; [gKZ_ZahUkr];
    [gRAES]; [gZAES]; [gPUAES]}
73. intercept=[1; 1; 1; 0.99915;
    0.99912; 0.99915]
74. fig =
    figure('Name', ['clusterCompa
    ss_',mode], 'NumberTitle', 'of
    f', 'Position', [0 0 953
    560]);
75. for d=1:6
76.     subplot(2,3,d)
        if(mode=='hierarchial') [Vect
            ors,dataPlot,idx,ctrs]=getMo
            dalClustersHierarchial(data{
            d},0.4885,intercept(d));
77.         else
78.             [Vectors,dataPlot,idx,ctrs]=
                getModalClusters(data{d},0.4
                885,intercept(d));
79.         end
80.         colors =
            get(0,'DefaultAxesColorOrder
            ')
81.         for i=1:3
82.             clear Z;
83.             Z(:,i)= Vectors(:,i);
84.             Comp=compass(Z)
85.             set(gca, 'FontName',
                'Times New Roman')
86.             set(gca, 'FontSize', 12)
87.             title([names{d}], 'FontSize',
                12.5, 'FontName', 'Times New
                Roman');
88.             set(Comp, 'color', colors(mod(
                i-1,length(colors))+1,:))
89.             hold on
90.             end;
91.         end

92. print(fig, ['clusterCompass_'
    ,mode], '-dmeta')
93. function m = clusterPhase()
94. global gKZ_Donbass
95. global gKZ_ZahUkr
96. global gKZ_Dnepr
97. global gRAES
98. global gZAES
99. global gPUAES
100. fs=100; %sampling frequency
101. NFFT=2^nextpow2(2024);
102. fVals=fs*(0:NFFT/2-1)/NFFT;
103. fVals=fVals(1:51)
104. t=0:1/fs:8; %time base
105. names={sprintf('КЗ
    100мс\нПС-Донбаська-
    750кВ'),sprintf('КЗ
    100мс\нПС-Дніпровська-
    750кВ'),sprintf('КЗ
    100мс\нПС-Західноукраїнська-
    750кВ'),sprintf('Відключення
    1000МВт\нПАС'),sprintf('Від
    ключення
    1000МВт\нЗАЕС'),sprintf('Від
    ключення 1000МВт\нПВАЕС')}}
106. data={ [gKZ_Donbass]
    ; [gKZ_Dnepr]; [gKZ_ZahUkr];
    [gRAES]; [gZAES]; [gPUAES]}
107. intercept=[1; 1; 1; 0.99915;
    0.99912; 0.99915]
108. fig =
    figure('Name', 'clusterPhase'
    , 'NumberTitle', 'off', 'Positi
    on', [0 0 953 560]);
109. for d=1:6
110.     tran=data{d};
111.     x=transpose((tran(1200:2000,
    :)-intercept(d)))
112.     clear X
113.     clear dataFft
114.     for i=1:size(x)
115.         subplot(2,3,d)
116.             dataFft(i,:)=fftshift(fft(x(
                i,:),NFFT));
117.             coefs=phase(dataFft(i,((NFFT
                /2)+1):NFFT));
118.             plot(fVals,coefs(1:51),'b');
119.             set(gca, 'FontName',
                'Times New Roman')
120.             set(gca, 'FontSize', 12)
121.             axis([0 1 -15.28 5.28])
122.             title([names{d}], 'FontSize',
                14, 'FontName', 'Times New
                Roman');
123.             xlabel('Частота
                [Гц]', 'FontSize', 14,
                'FontName', 'Times New
                Roman');

```

```

124.         ylabel('Фаза
[пад]', 'FontSize', 14,
'FontName', 'Times New
Roman');
125.         hold on;
126.         end
127.     end
128.     print(fig, 'clusterPhase', '-
dmeta')
129.     function m = clusterTrees()
130.     global gKZ_Donbass
131.     global gKZ_ZahUkr
132.     global gKZ_Dnepr
133.     global gRAES
134.     global gZAES
135.     global gPUAES
136.     modalFrequency=0.4885
137.     no=1
138.     data={ [gKZ_Donbass]
; [gKZ_Dnepr]; [gKZ_ZahUkr];
[gRAES]; [gZAES]; [gPUAES]}
139.     names={sprintf('КЗ
100мс\nПС-Донбаська-
750кВ'), sprintf('КЗ
100мс\nПС-Дніпровська-
750кВ'), sprintf('КЗ
100мс\nПС-Західноукраїнська-
750кВ'), sprintf('Відключення
1000МВт\nПАЕС'), sprintf('Від
ключення
1000МВт\nЗАЕС'), sprintf('Від
ключення 1000МВт\nПУАЕС')}
140.     intercept=[1; 1; 1; 0.99915;
0.99912; 0.99915]
141.     dataSet=data{no}
142.     intercept=intercept(no)
143.     fs=100; %sampling frequency
144.     t=0:1/fs:8; %time base
145.     x=transpose((dataSet(1200:20
00,:)-intercept))
146.     NFFT=2^nextpow2(1024);
147.     fVals=fs*(0:NFFT/2-1)/NFFT;

148.     clear X
149.     for i=1:size(x)
150.
dataFft(i,:)=fftshift(fft(x(
i,:), NFFT)));
151.     end
152.     [min_difference,
array_position] =
min(abs(fVals -
modalFrequency))
153.     Vectors=dataFft(:, (NFFT/2)+2
+array_position)
154.     X=phase(Vectors)
155.     clusterFig =
figure('Name', 'clusters4To6'
, 'NumberTitle', 'off', 'Positi
on', [0 0 953 250]);
156.     Z=linkage(X, 'centroid', 'eucl
idean');
157.     for i=4:6

158.         clear c
159.         clear s
160.         clear n
161.         c =
cluster(Z, 'maxclust', i);
162.         for b=1:i
163.             s= size(c(c==b))
164.             n(b)=s(1)
165.         end
166.         subplot(1,3,i-3)
167.         bar(n)
168.         set(gca, 'FontName',
'Times New Roman')
169.         set(gca, 'FontSize', 12)
170.         title(sprintf('Розбиття
на %i
класів', i), 'FontSize', 12.
5, 'FontName', 'Times New
Roman');
171.         xlabel('Індекс
класів', 'FontSize', 12.5,
'FontName', 'Times New
Roman');
172.         ylabel('Розмір
класів', 'FontSize', 12.5,
'FontName', 'Times New
Roman');
173.     end
174.     fdendrFig =
figure('Name', 'dendrogram', '
NumberTitle', 'off', 'Position
', [0 0 953 360]);
175.     dendrogram(Z)
176.     set(gca, 'FontName', 'Times
New Roman')
177.     set(gca, 'FontSize', 14)
178.     title(['Класифікація
', names{no}], 'FontSize', 14,
'FontName', 'Times New
Roman');
179.     xlabel('Індекс
CT', 'FontSize', 14,
'FontName', 'Times New
Roman');
180.     ylabel('Міжкласова
відстань', 'FontSize', 14,
'FontName', 'Times New
Roman');
181.     print(fdendrFig, 'dendrogram'
, '-dmeta')
182.     print(clusterFig, 'clusterFig
4To6', '-dmeta')
183.     t=0:0.01:30.1
184.     mode='hierarchial'
185.     clear Vectors; clear data;
clear idx; clear ctrs
186.     names={sprintf('ПС\nДонбаськ
а\n750кВ'), sprintf('ПС\nДніп
ровська\n750кВ'), sprintf('ПС
\nЗахідноукраїнська\n750кВ')
, 'ПАЕС', 'ЗАЕС', 'ПУАЕС'}
187.     data=KZ_ZahUkr;
188.     power=Power_ZahUkr;

```

```

189. intercept=[1; 1; 1; 0.99915;
190. 0.99912; 0.99915]
191. fig =
192. figure('Name', ['COI_KZ_ZahUkr
193. r'], 'NumberTitle', 'off', 'Pos
194. ition', [0 0 1235 576]);
195. d=1
196. [Vectors, dataPlot, idx, ctrs]=
197. getModalClustersHierarchial(
198. data, 0.4885, intercept(d));
199. for j = 1:3
200. A=data(:, idx==j)
201. for i = 1:(numel(A(1,:)))
202. y(:, i)=fft(A(:, i))
203. end
204. f = 1:3010;
205. num = [1:3011];
206. num=transpose(num).*0;
207. den = [1:3011];
208. den=transpose(den).*0;
209. for i = 1:(numel(A(1,:)))
210. num=
211. num+y(:, i)./abs(y(:, i));
212. den=den+(1./abs(y(:, i)));
213. end
214. k=real(ifft(num./den));
215. subplot(2, 3, j);
216. hold on;
217. plot(t, data(:, idx==j), 'k', 'L
218. ineWidth', 0.3);
219. %plot(f(1:3005), diff(T(1:300
220. 6,:)), 'b', 'LineWidth', 5);
221. plot(t, k, 'r', 'LineWidth', 3);
222. set(gca, 'FontName', 'Times
223. New Roman')
224. set(gca, 'FontSize', 12)
225. xlabel({'Час
226. [c]'}, 'FontSize', 14);
227. ylabel({'Відхилення частоти
228. [в.о.]'}, 'FontSize', 14);
229. title(sprintf('Відхилення
230. частоти\ncентру інерції
231. кластера
232. №%i', j), 'FontSize', 14);
233. hold off;
234. subplot(2, 3, j+3);
235. plot(t, sum(power(:, idx==j), 2
236. ), 'r', 'LineWidth', 3);
237. set(gca, 'FontName', 'Times
238. New Roman')
239. set(gca, 'FontSize', 12)
240. xlabel({'Час
241. [c]'}, 'FontSize', 14);
242. ylabel({'Зміна потужності
243. [МВт]'}, 'FontSize', 14);
244. title(sprintf('Зміна
245. потужності кластера
246. №%i', j), 'FontSize', 14);
247. end
248. print(fig, ['COI_KZ_ZahUkr'],
249. '-dmeta')
250. function m =
251. fourierSpectrum()
252. global gKZ_Donbass
253. global gKZ_ZahUkr
254. global gKZ_Dnepr
255. global gRAES
256. global gZAES
257. global gPUAES
258. fs=100; %sampling frequency
259. NFFT=2^nextpow2(2024);
260. fVals=fs*(0:NFFT/2-1)/NFFT;
261. fVals=fVals(1:51)
262. t=0:1/fs:8; %time base
263. names={sprintf('K3
264. 100мc\nPC-Донбаська-
265. 750кВ'), sprintf('K3
266. 100мc\nPC-Дніпровська-
267. 750кВ'), sprintf('K3
268. 100мc\nPC-Західноукраїнська-
269. 750кВ'), sprintf('Відключення
270. 1000МВт\nPAEC'), sprintf('Від
271. ключення
272. 1000МВт\nЗАЕС'), sprintf('Від
273. ключення 1000МВт\nПВАЕС')}
274. data={ [gKZ_Donbass]
275. ; [gKZ_Dnepr]; [gKZ_ZahUkr];
276. [gRAES]; [gZAES]; [gPUAES]}
277. intercept=[1; 1; 1; 0.99915;
278. 0.99912; 0.99915]
279. fig =
280. figure('Name', 'fourierSpectr
281. um', 'NumberTitle', 'off', 'Pos
282. ition', [0 0 953 560]);
283. for d=1:6
284. tran=data{d};
285. x=transpose((tran(1200:2000,
286. :)-intercept(d)))
287. clear X
288. clear dataFft
289. for i=1:size(x)
290. subplot(2, 3, d)
291. dataFft(i,:)=fftshift(fft(x(
292. i,:), NFFT));
293. coefs=abs(dataFft(i, ((NFFT/2
294. )+1):NFFT));
295. plot(fVals, coefs(1:51), 'k');
296. set(gca, 'FontName',
297. 'Times New Roman')
298. set(gca, 'FontSize', 12)
299. title([names{d}], 'FontSize',
300. 12.5, 'FontName', 'Times New
301. Roman');
302. xlabel('Частота
303. [Гц]', 'FontSize', 12.5,
304. 'FontName', 'Times New
305. Roman');
306. ylabel('Потужність', 'FontSiz
307. e', 12.5, 'FontName', 'Times
308. New Roman');

```

```

257.         hold on;
258.         end
259.     end
260.     print(fig, 'fourierSpectrum',
261.         '-dmeta')
261.     function
262.         [vectors,newData,idx,ctr] =
263.         getModalClustersHierarchial(
264.         dataSet,modalFrequency,inter
265.         cept)
266.         fs=100; %sampling frequency
267.         t=0:1/fs:8; %time base
268.         disp(dataSet)
269.         x=transpose((dataSet(1200:20
270.         00,:)-intercept))
271.         NFFT=2^nextpow2(1024);
272.         fVals=fs*(0:NFFT/2-1)/NFFT;
273.
274.         clear X
275.         for i=1:size(x)
276.             dataFft(i,:)=fftshift(fft(x(
277.             i,:),NFFT));
278.         end
279.         [min_difference,
280.         array_position] =
281.         min(abs(fVals -
282.         modalFrequency))
283.         Vectors=dataFft(:,(NFFT/2)+2
284.         +array_position)
285.         X=phase(Vectors)
286.         Z=linkage(X,'centroid','eucl
287.         idean');
288.         idx =
289.         cluster(Z,'maxclust',4);
290.         for i=1:9
291.             s(i,1)=i;
292.             sz=size(idx(idx==i))
293.             s(i,2)=sz(1)
294.         end;
295.         s=sortrows(s,2)
296.         newData=[dataSet(:,idx==s(9)
297.         ),dataSet(:,idx==s(8)),dataS
298.         et(:,idx==s(7))]
299.         ctrs=[idx==s(9),idx==s(8),id
300.         x==s(7)]
301.
302.         vectors =
303.         zeros(max([size(Vectors(idx=
304.         ==s(9))),size(Vectors(idx==s(
305.         8))),size(Vectors(idx==s(9))
306.         )]), 3)
307.         for
308.             i=1:max([size(Vectors(idx==s
309.             (9))),size(Vectors(idx==s(8)
310.             )),size(Vectors(idx==s(9)))])
311.                 for j=1:3
312.                     if(j==1)
313.                         results=Vectors(idx==s(9))
314.                         sr=size(results)
315.                         if(sr(1)<i)
316.                             continue
317.                         end
318.                         vectors(i,j)=results(i,1)
319.                     end
320.                     if(j==2)
321.                         results=Vectors(idx==s(8))
322.                         sr=size(results)
323.                         if(sr(1)<i)
324.                             continue
325.                         end
326.                         vectors(i,j)=results(i,1)
327.                     end
328.                     if(j==3)
329.                         results=Vectors(idx==s(7))
330.                         sr=size(results)
331.                         if(sr(1)<i)
332.                             continue
333.                         end
334.                         vectors(i,j)=results(i,1)
335.                     end
336.                 end
337.             end
338.         end

```

ДОДАТОК Ж. Матриці моделі змінних стану ЕЕС в нормальній формі, коефіцієнти статичного зворотного зв'язку та вагові матриці критерію оптимальності

$$\begin{pmatrix} -0,5 & 1,57 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1,57 & -0,5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,31 & 1,277 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1,28 & -0,31 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -0,01 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0,13 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0,01 & 3,141 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -3,14 & -0,01 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0 & 3,141 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -3,14 & -0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0 & 3,145 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -3,14 & -0 & 0 \end{pmatrix}$$

Рис. 1 Матриця А, ідентифікованої системи для моделі змінних стану у нормальній формі

$$\begin{pmatrix} 0,2611 \\ -0,653 \\ 3,5180 \\ 13,690 \\ 2,2506 \\ 11,249 \\ -1,86 \\ 0,777 \\ -0,629 \\ -0,910 \\ 4,3847 \\ -1,429 \end{pmatrix}$$

Рис. 2 Матриця В, ідентифікованої системи для моделі змінних стану у нормальній формі

$$\begin{pmatrix} 0,000238 \\ -0,00028 \\ 0,003447 \\ 0,00406 \\ 4,72E-05 \\ 4,37E-05 \\ 0,000253 \\ -0,00074 \\ -6,43E-05 \\ 0,003102 \\ -0,00011 \\ -0,0028 \end{pmatrix}$$

Рис. 3 Матриця С, ідентифікованої системи для моделі змінних стану у нормальній формі

$$\begin{pmatrix} 0,038497 & 0,899481 & -0,0874 \\ 0,147888 & 0,284838 & 0,051312 \\ 0,83282 & -0,09989 & -0,03795 \\ 0,548324 & 0,186739 & 0,047311 \\ 0,260364 & -0,17653 & 0,945155 \\ 0,726339 & -0,43472 & -0,32021 \\ -0,01521 & -0,52413 & -4,20E-05 \\ -0,02589 & 1,270398 & 0,255394 \\ -0,211 & -0,0905 & -0,04928 \\ 0,74658 & 0,213666 & -1,15522 \\ -0,00821 & 0,008452 & -0,24744 \\ -1,17526 & 0,116826 & -0,73059 \end{pmatrix}$$

Рис. 4 Коефіцієнти статичного зворотного зв'язку лінійно-квадратичного регулятора

$$\begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix}$$

Рис. 5 Вагова матриця Q, що використовується для селективного регулювання

$$\begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

Рис. 6 Вагова матриця R, що використовується для селективного регулювання

ДОДАТОК 3. Скрипт розрахунку перехідних режимів керованої та некерованої систем

```

1. clear all;
2. %Початкова ініціалізація
   моделей для MPC%
3. global MPC_Ts;
4. global MPC_Pred_Hor
5. global MPC_Contr_Hor
6. MPC_Ts=0.05
7. MPC_Pred_Hor=150
8. MPC_Contr_Hor=50
9. global AreaPowers;
10. AreaPowers=[12e9 20e9 8e9]
11. % Глобальні налаштування
    графіки
12. global Plot_4_size;
13. global Plot_3_size;
14. global Plot_2_size;
15. global Plot_filter_size;
16. global
    Plot_modal_compare_size;
17. global Plot_bode_size;
18. global nominalFrequency;
19. global Angle_division;
20. nominalFrequency=50;
21. Angle_division=2000;
22. %Виконуємо розрахунок ПП 3-
    машинного еквіваленту ОЕС
    України
23. mdl =
    'three_area_system-UA_2_iden-
    tific';
24. simOut=transientCalculation(
    mdl);
25. %Змінна вхідного сигналу для
    симулінк моделі
26. var.time=simOut.get('t');
27. var.signals.values=simOut.ge
    t('input')
28. %Виконуємо ідентифікацію по
    отриманим даним.
29. [sys,x0] =
    Identific_Matlab(simOut.get(
    'output'),simOut.get('input'
    ),simOut.get('t'),'filtered'
    )
30. [sysRaw,x0sysRaw] =
    Identific_Matlab(simOut.get(
    'output'),simOut.get('Pe_raw
    '),simOut.get('t'),'raw')
31. %Графіки вхідного
    (відфільтрованого) сигналу
32. PowerfilterPlots(simOut.get(
    'Pe'),simOut.get('Pe_raw'),s
    imOut.get('t'))
33. Bode_singular(sys,'modified'
    )
34. Bode_singular(sysRaw,'initia
    l')
35. %Лінійно-квадратичне
    керування
36. %Q=eye(12)
37. addpath ../../3Third25/LQR/
38. %Розрахунок регулятора
39. Q=eye(12);
40. [sysK,K]=LQR_sintesis(Q,sys
    ,x0,simOut.get('input'),simO
    ut.get('output'),simOut.get(
    't'),[0 200 -0.2
    0.2],'all_states')
41. %Порівняння власних чисел
    системи до та після
    використання ЛКР
42. PlotModalCompare(sys,sysK,'a
    ll_states')
43. %Синтез спостерігача
44. [Ahat,Bhat,Chat,Dhat,xhat0]=
    observer_design(sys,x0)
45. %Розрахунок 3-машинного
    еквіваленту ОЕС України при
    ЛКР
46. mdl =
    'three_area_system-UA_2_LQR'
    ;
47. simOutLQR=transientCalculati
    on(mdl);
48. rmpath ../../3Third25/LQR/
49. %Q=SELECTIVE
50. addpath ../../3Third25/LQR/
51. %Розрахунок регулятора
52. Q=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
    0;...
53.     0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
    0;...
54.     0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
    0;...
55.     0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
    0;...
56.     0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0
    0;...
57.     0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0
    0;...
58.     0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0
    0;...
59.     0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0
    0;...
60.     0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0
    0;...
61.     0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0
    0;...
62.     0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1
    0;...
63.     0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
    1;...
64.     ]

```

```

65. [sysK,K]=LQR_sintesis(Q,sys
    ,x0,simOut.get('input'),simO
    ut.get('output'),simOut.get(
    't'),[0 200 -0.2
    0.2],'selected_states')
66. %Аналіз впливу шумів на
    процес ідентифікації та ЛКР
67. noice_identific_LQR(simOut.g
    et('output'),simOut.get('inp
    ut'),simOut.get('t'))
68. addpath ../../3Third25/LQR/
69. %Синтез спостеріача
70. [Ahat,Bhat,Chat,Dhat,xhat0]=
    observer_design(sys,x0)
71. %Розрахунок 3-машинного
    еквіваленту ОЕС України при
    ЛКР
72. mdl =
    'three_area_system_UA_2_LQR'
    ;
73. simOutLQR=transientCalculati
    on(mdl);
74. %Графіки по результатам
    дослідження
75. rmpath ../../3Third25/LQR/
76. addpath
    ../../4Fourth25/Delays/
77. global delay
78. delayLinearization()
79. rmpath
    ../../4Fourth25/Delays/
80. %Керування MPC (без обмежень
    - аналогічно до ЛКР)
81. addpath ../../3Third25/MPC/
82. %Ініціалізація регулятора
83. [MPC1,sysMPC,sysMPC2]=Initia
    lizationMPC(sys)
84. %Розрахунок 3-машинного
    еквіваленту ОЕС України при
    MPC (без обмежень -
    аналогічно до ЛКР)
85. mdl = 'MPC_final_primary';
86. simOutMPC=transientCalculati
    on(mdl);
87. %Графіки по результатам
    розрахунку MPC
88. rmpath ../../3Third25/MPC/
89. %ОБМЕЖЕНЕ MPC
90. %Обмеження по куту
91. %Ідентифікація моделі з
    кутами на виході
92. addpath
    ../../4Fourth25/Constraints/A
    ngle/Identification_with_ang
    les/
93. [sys_angles,x0_angles]=Ident
    ific_Matlab_for_MPC_constrai
    ns(simOut.get('output'),simO
    ut.get('input'),simOut.get('
    DTH'),simOut.get('t'))
94. rmpath
    ../../4Fourth25/Constraints/A
    ngle/Identification_with_ang
    les/
95. addpath
    ../../4Fourth25/Constraints/A
    ngle/
96. % %Ініціалізація і
    налаштування регулятора
97. [MPC1,sysMPC,sysMPC2,x0_angl
    e_constraints]=Initialization
    MPC_angle_constraints(sys_ang
    les)
98. mdl =
    'MPC_final_angle_constrain';
99. simOutMPC=transientCalculati
    on(mdl);
100. rmpath
    ../../4Fourth25/Constraints/A
    ngle/
101. %Обмеження по виходу
    регулятора (на резерви)
102. addpath
    ../../4Fourth25/Constraints/P
    ower/
103. % %Ініціалізація і
    налаштування регулятора
104. [MPC1,sysMPC,sysMPC2,x0]=Ini
    tializationMPC_Power_Constra
    ints(sys)
105. mdl =
    'MPC_final_power_constraints
    ';
106. simOutMPC=transientCalculati
    on(mdl);
107. PlotControlCompareMPC_Power_
    Constraints(simOutMPC.get('m
    anipulated_variable'),simOut
    MPC.get('controlable_out'),s
    imOutMPC.get('usual_out'),si
    mOutMPC.get('time_mpc'))
108. rmpath
    ../../4Fourth25/Constraints/P
    ower/
109. %Обмеження по виходу
    регулятора (на резерви та
    швидкість наростання)
110. addpath
    ../../4Fourth25/Constraints/P
    owerRate/
111. % %Ініціалізація і
    налаштування регулятора
112. [MPC1,sysMPC,sysMPC2,x0]=Ini
    tializationMPC_Power_Constra
    ints_Rate(sys)
113. mdl =
    'MPC_final_power_constraints
    _rate';
114. simOutMPC=transientCalculati
    on(mdl);
115. rmpath
    ../../4Fourth25/Constraints/P
    owerRate/
116. %Обмеження по входу
    регулятора (на частоту)

```

```

117. addpath
    ../4Fourth25/Constraints/F
    requency/
118. % %Ініціалізація і
    налаштування регулятора
119. [MPC1,sysMPC,sysMPC2,x0,ref]
    =InitializationMPC_Frequency
    _Constraints(sys)
120. mdl =
    'MPC_final_frequency_constra
    in';
121. simOutMPC=transientCalculati
    on(mdl);
122. rmpath
    ../4Fourth25/Constraints/F
    requency/
123. % %Затримки на вхід 0.2с та
    на вихід 0.2с
124. delayMPC=0.2
125. addpath
    ../4Fourth25/Delays/MPC/
126. % %Ініціалізація і
    налаштування регулятора
127. [MPC1,sysMPC,sysMPC2,sysMPC3
    ]=InitializationMPC_Delays(s
    ys,delayMPC)
128. ref=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
    0]
129. x0=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
    ]
130. mdl =
    'MPC_final_primary_delays';
131. simOutMPC=transientCalculati
    on(mdl);
132. rmpath
    ../4Fourth25/Delays/MPC/
133. function [sys,x0] =
    Identific_Matlab(output,inpu
    t,t,name)
134. %Ідентифікація в
    низькочастотному діапазоні%
135. clear sys, clear x0
136. global AreaPowers;
137. global nominalFrequency
138. global Plot_3_size
139. data =
    iddata(output,input,[],'Samp
    lingInstants',t)
140. Options = n4sidOptions;
141. Options.Display = 'on';
142. Options.EstCovar = false;
143. Options.Focus = [0 2];
144. Options.N4Weight = 'CVA';
145. Options.N4Horizon = [90 60
    60];
146. [sys, x0] = n4sid(data, 12,
    'DisturbanceModel',
    'none','Ts',0,'Form','modal'
    ,'InitialState','zero',
    Options)
147. simOpt =
    simOptions('InitialCondition
    ', x0);
148. y=sim(sys, data.InputData,
    simOpt)
149. fig =
    figure('Name',['Identific_Ma
    tlab_',name],'NumberTitle','
    off','Position',
    Plot_3_size);
150. subplot(3,1,2)
151. plot(t,y(:,1)*nominalFrequen
    cy,t,y(:,2)*nominalFrequency
    ,t,y(:,3)*nominalFrequency)
152. axis([0 200 -0.2 0.2])
153. set(gca, 'FontName', 'Times
    New Roman')
154. set(gca, 'FontSize', 14)
155. title('Відхилення частоти
    ідентифікованої
    системи','FontSize',14,'Font
    Weight','bold')
156. xlabel('Час [с]',
    'FontName', 'Times New
    Roman') % x-axis label
157. ylabel('Частота [Гц]',
    'FontName', 'Times New
    Roman') % y-axis label
158. subplot(3,1,1)
159. plot(t,output(:,1)*nominalFr
    equency,t,output(:,2)*nomina
    lFrequency,t,output(:,3)*nom
    inalFrequency)
160. axis([0 200 -0.2 0.2])
161. set(gca, 'FontName', 'Times
    New Roman')
162. set(gca, 'FontSize', 14)
163. title('Зареєстроване
    відхилення
    частоти','FontSize',14,'Font
    Weight','bold')
164. xlabel('Час [с]',
    'FontName', 'Times New
    Roman') % x-axis label
165. ylabel('Частота [Гц]',
    'FontName', 'Times New
    Roman') % y-axis label
166. subplot(3,1,3)
167. plot(t,input(:,1)*AreaPowers
    (1),t,input(:,2)*AreaPowers(
    2),t,input(:,3)*AreaPowers(3
    ))
168. axis([0 200 -5e9 5e9])
169. set(gca, 'FontName', 'Times
    New Roman')
170. set(gca, 'FontSize', 14)
171. title('Електрична потужність
    еквівалентних
    СТ','FontSize',14,'FontWeigh
    t','bold')
172. xlabel('Час [с]',
    'FontName', 'Times New
    Roman') % x-axis label
173. ylabel('Потужність [МВт]',
    'FontName', 'Times New
    Roman') % y-axis label

```

```

174. print(fig,['Identific_Matlab
175. _',name],'-dmeta')
176. function [sys,x0] =
    Identific_Matlab_noise(outpu
177. t,input,t,zoom,name)
178. %Ідентифікація в
179. низькочастотному діапазоні%
180. clear sys, clear x0
181. global AreaPowers;
182. global nominalFrequency
183. global Plot_3_size
184. data =
185. iddata(output,input,[],'Samp
186. lingInstants',t)
187. Options = n4sidOptions;
188. Options.Display = 'on';
189. Options.EstCovar = false;
190. Options.Focus = [0 2];
191. Options.N4Weight = 'CVA';
192. Options.N4Horizon = [90 60
193. 60];
194. [sys, x0] = n4sid(data, 12,
195. 'DisturbanceModel',
196. 'estimate','Ts',0,'Form','mo
197. dal','InitialState','zero',
198. Options)
199. simOpt =
200. simOptions('InitialCondition
201. ', x0);
202. y=sim(sys, data.InputData,
203. simOpt)
204. fig =
205. figure('Name',['Identific_Ma
206. tlab_',name],'NumberTitle','
207. off','Position',
208. Plot_3_size);
209. subplot(3,1,2)
210. plot(t,y(:,1)*nominalFrequen
211. cy,t,y(:,2)*nominalFrequency
212. ,t,y(:,3)*nominalFrequency)
213. axis(zoom)
214. set(gca, 'FontName', 'Times
215. New Roman')
216. set(gca, 'FontSize', 14)
217. title('Відхилення частоти
218. ідентифікованої
219. системи','FontSize',14,'Font
220. Weight','bold')
221. xlabel('Час [с]',
222. 'FontName', 'Times New
223. Roman') % x-axis label
224. ylabel('Частота [Гц]',
225. 'FontName', 'Times New
226. Roman') % y-axis label
227. subplot(3,1,1)
228. plot(t,output(:,1)*nominalFr
229. equency,t,output(:,2)*nomina
230. lFrequency,t,output(:,3)*nom
231. inalFrequency)
232. axis(zoom)
233. set(gca, 'FontName', 'Times
234. New Roman')
235. set(gca, 'FontSize', 14)
236. title('Зареєстроване
237. відхилення
238. частоти','FontSize',14,'Font
239. Weight','bold')
240. xlabel('Час [с]',
241. 'FontName', 'Times New
242. Roman') % x-axis label
243. ylabel('Частота [Гц]',
244. 'FontName', 'Times New
245. Roman') % y-axis label
246. subplot(3,1,3)
247. plot(t,input(:,1)*AreaPowers
248. (1),t,input(:,2)*AreaPowers(
249. 2),t,input(:,3)*AreaPowers(3
250. ))
251. axis([0 200 -5e9 5e9])
252. set(gca, 'FontName', 'Times
253. New Roman')
254. set(gca, 'FontSize', 14)
255. title('Електрична потужність
256. еквівалентних
257. СТ','FontSize',14,'FontWeigh
258. t','bold')
259. xlabel('Час [с]',
260. 'FontName', 'Times New
261. Roman') % x-axis label
262. ylabel('Потужність [МВт]',
263. 'FontName', 'Times New
264. Roman') % y-axis label
265. print(fig,['Identific_Matlab
266. _',name],'-dmeta')
267. function m =
268. noise_identific_LQR(output,i
269. nput,t)
270. noiseRate=[80 50]
271. zoom=[0.2 0.5]
272. for i=1:2
273.
274. output_with_noise=awgn(outpu
275. t,noiseRate(i))
276.
277. input_with_noise=awgn(input,
278. noiseRate(i))
279. [sys,x0] =
280. Identific_Matlab_noise(outpu
281. t_with_noise,input_with_nois
282. e,t,[0 200 -zoom(i)
283. zoom(i)],sprintf('noise_%i',
284. noiseRate(i)))
285. %Q=eye(12)
286. addpath
287. ../../3Third50/LQR/
288. %Розрахунок регулятора
289. Q=eye(12);
290.
291. [sysK,K]=LQR_synthesis(Q,sys
292. ,x0,input_with_noise,output_
293. with_noise,t,[0 200 -zoom(i)
294. zoom(i)],sprintf('noise_%i',
295. noiseRate(i)))
296. rmpath
297. ../../3Third50/LQR/
298. end

```

```

231. function simOut =
    transientCalculation(mdl)
232. load_system(mdl);
233. simMode = get_param(mdl,
    'SimulationMode');
234. set_param(mdl,
    'SimulationMode', 'rapid')
235. cs =
    getActiveConfigSet(mdl);
236. mdl_cs = cs.copy;
237. set_param(mdl_cs, 'AbsTol', '1
    e-5', ...
238.
    'SaveState', 'on', 'StateSaveName', 'xoutNew', ...
239.
    'SaveOutput', 'on', 'OutputSaveName', 'youtNew')
240. simOut = sim(mdl, mdl_cs);
241. set_param(mdl,
    'SimulationMode', simMode)
242. function [sysK, K] =
    LQR_synthesis(Q, sys, x0, input
    , output, t, axisZoom, name)
243. global Plot_3_size
244. global nominalFrequency
245. global AreaPowers;
246. %Скрипт модального LQR%
247. data =
    iddata(output, input, [], 'SamplingInstants', t)
248. R=eye(3);
249. N=0;
250. sysK=ss(sys.A, sys.B, sys.C, sys.D)
251. [K, S, e] =
    lqr(sysK.A, sysK.B, Q, R, N)
252. sysK.A=sysK.A-sysK.B*K
253. simOpt =
    simOptions('InitialCondition
    ', x0);
254. y=sim(sys, data.InputData,
    simOpt)
255. [y2, t, x] = lsim(sysK, input,
    t, x0);
256. function
    [Ahat, Bhat, Chat, Dhat, xhat0]=
    observer_design(sys, x0)
257. %Скрипт синтеза
    спостережача%
258. sys_eigs=eig(sys)
259. for i=1:size(sys_eigs)
260.
    op(i)=complex(real(sys_eigs(i))
    *(15), imag(sys_eigs(i)));
261. end;
262. L =
    place(sys.A', sys.C', op)';
263. est_poles = eig(sys.A -
    L*sys.C)
264. Ahat = sys.A;
265. Bhat = [sys.B, L];
266. Chat = sys.C
267. Dhat = sys.D
268. xhat0 = x0
269. function
    [MPC1, sysMPC, sysMPC2]=InitializationMPC(sys)
270. %Початкова ініціалізація
    моделей для MPC%
271. global MPC_Ts;
272. global MPC_Pred_Hor
273. global MPC_Contr_Hor
274. sysMPC_B=cat(2, sys.B, sys.B)
275. sysMPC=ss(sys.A, sysMPC_B, eye
    (12), zeros(12, 6));
276. sysMPC=c2d(sysMPC, 1/500)
277. sysMPC2=c2d(sys, 1/500)
278. sysMPC=setmpcsignals(sysMPC,
    'MD', [1 2 3], 'MV', [4 5 6]);
279. MPC1=mpc(sysMPC)
280. MPC1.Ts=MPC_Ts
281. MPC1.Weight.OutputVariables
    = [0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1];
282. MPC1.PredictionHorizon=MPC_P
    red_Hor;
283. MPC1.ControlHorizon=MPC_Con
    tr_Hor;
284. function
    [sys_angles, x0_angles]=Ident
    ific_Matlab_for_MPC_constraints(output, input, DTH, t)
285. %Ідентифікація в
    низькочастотному діапазоні%
286. global Angle_division
287. global Plot_2_size
288. global nominalFrequency
289. out2=cat(2, output, DTH(:, 1)/A
    ngle_division, DTH(:, 2)/Angle
    _division)
290. data =
    iddata(out2, input, [], 'SamplingInstants', t)
291. Options = n4sidOptions;
292. Options.Display = 'on';
293. Options.EstCovar = false;
294. Options.Focus = [0 2];
295. Options.N4Weight = 'CVA';
296. Options.N4Horizon = [90 30
    90];
297. [sys, x0] = n4sid(data, 12,
    'DisturbanceModel',
    'none', 'Ts', 0, 'Form', 'modal'
    , 'InitialState', 'zero',
    Options)
298. sys_angles=sys
299. x0_angles=x0
300. simOpt =
    simOptions('InitialCondition
    ', x0);
301. y=sim(sys, data.InputData,
    simOpt)
302. function
    [MPC1, sysMPC, sysMPC2, x0_angle
    _constraints]=Initialization
    MPC_angle_constraints(sys)

```

```

303. global MPC_Ts;
304. global MPC_Pred_Hor
305. global MPC_Contr_Hor
306. MPC_C=cat(1,eye(12),sys.C(4,
:),sys.C(5,:))
307. sysMPC_B=cat(2,sys.B,sys.B)
308. sysMPC=ss(sys.A,sysMPC_B,MPC
_C,zeros(14,6));
309. sysMPC=c2d(sysMPC,1/500)
310. sysMPC2=c2d(sys,1/500)
311. sysMPC=setmpcsignals(sysMPC,
'MD',[1 2 3],'MV',[4 5 6]);
312. MPC1=mpc(sysMPC)
313. MPC1.Weight.OutputVariables
=[0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1];
314. MPC1.Ts=MPC_Ts
315. MPC1.PredictionHorizon=MPC_P
red_Hor;
316. MPC1.ControlHorizon=MPC_Contr
_Hor;
317. MPC1.Weights.ECR=0.5;
318. MPC1.Optimizer.MaxIter=50;
319. MPC1.OutputVariables_Min =
[-Inf -Inf -Inf -Inf -Inf -
Inf -Inf -Inf -Inf -Inf -Inf
-Inf -5e-4 -5e-4];
320. MPC1.OutputVariables_MinECR
=[1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
1e-4 1e-4];
321. MPC1.OutputVariables_Max =
[Inf Inf Inf Inf Inf Inf Inf
Inf Inf Inf Inf Inf 5e-4 5e-
4];
322. MPC1.OutputVariables_MaxECR
=[1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
1e-4 1e-4];
323. for i=1:14
324.     MPC1.OutputVariables(i).Min
=
MPC1_OutputVariables_Min(i)
325.     MPC1.OutputVariables(i).MinE
CR =
MPC1_OutputVariables_MinECR(
i)
326.     MPC1.OutputVariables(i).Max
=
MPC1_OutputVariables_Max(i)
327.     MPC1.OutputVariables(i).MaxE
CR =
MPC1_OutputVariables_MaxECR(
i)
328. end
329. x0_angle_constraints=[0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
330. function
[MPC1,sysMPC,sysMPC2,x0,ref]
=InitializationMPC_Frequency
_Constraints(sys)
331. global MPC_Ts;

```

```

332. global MPC_Pred_Hor
333. global MPC_Contr_Hor
334. MPC_C=cat(1,eye(12),sys.C(1,
:),sys.C(2,:),sys.C(3,:))
335. sysMPC_B=cat(2,sys.B,sys.B)
336. sysMPC=ss(sys.A,sysMPC_B,MPC
_C,zeros(15,6));
337. sysMPC=c2d(sysMPC,1/500)
338. sysMPC2=c2d(sys,1/500)
339. sysMPC=setmpcsignals(sysMPC,
'MD',[1 2 3],'MV',[4 5 6]);
340. MPC1=mpc(sysMPC)
341. MPC1.Weight.OutputVariables
=[0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1
1 1];
342. MPC1.Ts=MPC_Ts
343. MPC1.PredictionHorizon=MPC_P
red_Hor;
344. MPC1.ControlHorizon=MPC_Contr
_Hor;
345. MPC1.Weights.ECR=0.5;
346. MPC1.Optimizer.MaxIter=50;
347. MPC1.OutputVariables_Min =
[-Inf -Inf -Inf -Inf -Inf -
Inf -Inf -Inf -Inf -Inf -Inf
-Inf -0.5e-4 -0.5e-4 -0.5e-
4];
348. MPC1.OutputVariables_MinECR
=[1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
1e-8 1e-8 1e-8];
349. MPC1.OutputVariables_Max =
[Inf Inf Inf Inf Inf Inf Inf
Inf Inf Inf Inf Inf 0.5e-4
0.5e-4 0.5e-4];
350. MPC1.OutputVariables_MaxECR
=[1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
1e-8 1e-8 1e-8];
351. for i=1:15
352.     MPC1.OutputVariables(i).Min
=
MPC1_OutputVariables_Min(i)
353.     MPC1.OutputVariables(i).MinE
CR =
MPC1_OutputVariables_MinECR(
i)
354.     MPC1.OutputVariables(i).Max
=
MPC1_OutputVariables_Max(i)
355.     MPC1.OutputVariables(i).MaxE
CR =
MPC1_OutputVariables_MaxECR(
i)
356. end
357. x0=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0]
358. ref=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0]
359. function
[MPC1,sysMPC,sysMPC2,x0]=Ini

```

```

tializationMPC_Power_Constra
ints(sys)
360. global MPC_Ts;
361. global MPC_Pred_Hor
362. global MPC_Contr_Hor
363. sysMPC_B=cat(2,sys.B,sys.B)
364. sysMPC=ss(sys.A,sysMPC_B,eye
(12),zeros(12,6));
365. sysMPC=c2d(sysMPC,1/500)
366. sysMPC2=c2d(sys,1/500)
367. sysMPC=setmpcsignals(sysMPC,
'MD',[1 2 3],'MV',[4 5 6]);
368. MPC1=mpc(sysMPC)
369. MPC1.Ts=MPC_Ts;
370. MPC1.Weight.OutputVariables
=[0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1];
371. MPC1.PredictionHorizon=MPC_P
red_Hor;
372. MPC1.ControlHorizon=MPC_Contr
_Hor;
373. MPC1.Weights.ECR=0.5;
374. MPC1.Optimizer.MaxIter=50;
375. MPC1_ManipulatedVariables_Mi
n=[-0.02 -0.02 -0.02];
376. MPC1_ManipulatedVariables_Mi
nECR=[1e-4 1e-4 1e-4];
377. MPC1_ManipulatedVariables_Ma
x=[0.02 0.02 0.02];
378. MPC1_ManipulatedVariables_Ma
xECR=[1e-4 1e-4 1e-4];
379. for i=1:3
380.     MPC1.ManipulatedVariables(i)
.Min =
MPC1_ManipulatedVariables_Mi
n(i)
381.     MPC1.ManipulatedVariables(i)
.MinECR =
MPC1_ManipulatedVariables_Mi
nECR(i)
382.     MPC1.ManipulatedVariables(i)
.Max =
MPC1_ManipulatedVariables_Ma
x(i)
383.     MPC1.ManipulatedVariables(i)
.MaxECR =
MPC1_ManipulatedVariables_Ma
xECR(i)
384. end
385. x0=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
386. function
[MPC1,sysMPC,sysMPC2,x0]=Ini
tializationMPC_Power_Constra
ints_Rate(sys)
387. global MPC_Ts;
388. global MPC_Pred_Hor
389. global MPC_Contr_Hor
390. sysMPC_B=cat(2,sys.B,sys.B)
391. sysMPC=ss(sys.A,sysMPC_B,eye
(12),zeros(12,6));
392. sysMPC=c2d(sysMPC,1/500)
393. sysMPC2=c2d(sys,1/500)
394. sysMPC=setmpcsignals(sysMPC,
'MD',[1 2 3],'MV',[4 5 6]);
395. MPC1=mpc(sysMPC)
396. MPC1.Weight.OutputVariables
=[0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1];
397. MPC1.Ts=MPC_Ts
398. MPC1.PredictionHorizon=MPC_P
red_Hor;
399. MPC1.ControlHorizon=MPC_Contr
_Hor;
400. MPC1.Weights.ECR=1e5;
401. MPC1.Optimizer.MaxIter=50;
402. MPC1_ManipulatedVariables_Ra
teMin=[-1/1000 -1/1000 -
1/1000];
403. MPC1_ManipulatedVariables_Ra
teMinECR=[1/1000 1/1000
1/1000];
404. MPC1_ManipulatedVariables_Ra
teMax=[1/1000 1/1000
1/1000];
405. MPC1_ManipulatedVariables_Ra
teMaxECR=[1/1000 1/1000
1/1000];
406. for i=1:3
407.     MPC1.ManipulatedVariables(i)
.RateMin =
MPC1_ManipulatedVariables_Ra
teMin(i)
408.     MPC1.ManipulatedVariables(i)
.RateMinECR =
MPC1_ManipulatedVariables_Ra
teMinECR(i)
409.     MPC1.ManipulatedVariables(i)
.RateMax =
MPC1_ManipulatedVariables_Ra
teMax(i)
410.     MPC1.ManipulatedVariables(i)
.RateMaxECR =
MPC1_ManipulatedVariables_Ra
teMaxECR(i)
411. end
412. x0=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
413. function f =
delayLinearization()
414. global Plot_3_size
415. global delay
416. delays=[0.001 0.005 0.01
0.05 0.1 0.5]
417. fig =
figure('Name','delayLineariz
ation','NumberTitle','off','
Position',Plot_3_size);
418. for i=1:6
419.     delay=delays(i)
420.     model =
'LinearEq1Delay';

```

```

421.     io =
'LinearEq1Delay/Subsystem';
422.     op = operpoint(model);
423.     system =
linearize(model,io,op);
424.     subplot(2,3,i)
425.     plot(real(eig(system.A)),imag(eig(system.A)), '*')
426.     set(gca, 'FontName',
'Times New Roman')
427.     set(gca, 'FontSize', 14)
428.     title(sprintf('Полюси
системи\нзатримка
%4.3fc',delay), 'FontSize',14
, 'FontWeight', 'bold')
429.     xlabel('Дійсна
частина', 'FontSize',14,
'FontName', 'Times New
Roman') ylabel('Уявна
частина', 'FontSize',14,
'FontName', 'Times New
Roman')
430. end
431. print(fig, 'delayLinearizatio
n', '-dmeta')
432. f=1
433. function
[MPC1, sysMPC, sysMPC2, sysMPC3
]=InitializationMPC_Delays(s
ys, delayMPC)
434. %Початкова ініціалізація
моделей для MPC%
435. sysMPC_B=cat(2, sys.B, sys.B)
436. sysMPC=ss(sys.A, sysMPC_B, eye
(12), zeros(12,6))
437. sysMPC3=c2d(sysMPC,1/500);
438. sysMPC=ss(sysMPC.A, sysMPC.B,
sysMPC.C, sysMPC.D, 'InputDela
y', [delayMPC delayMPC
delayMPC delayMPC delayMPC
delayMPC], 'OutputDelay', [del
ayMPC delayMPC delayMPC
delayMPC delayMPC delayMPC
delayMPC delayMPC delayMPC
delayMPC delayMPC delayMPC])
439. sysMPC = pade(sysMPC,20)
440. sysMPC=c2d(sysMPC,1/500);
441. sysMPC2=c2d(sys,1/500);
442. sysMPC=setmpcsignals(sysMPC,
'MD', [1 2 3], 'MV', [4 5 6]);
443. MPC1=mpc(sysMPC)
444. MPC1.Optimizer.MaxIter=50;
445. MPC1.Ts=0.05
446. MPC1.Weight.OutputVariables
= [0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1];
447. MPC1.PredictionHorizon=500;
448. MPC1.ControlHorizon=150;

```